

Resultados 1T25

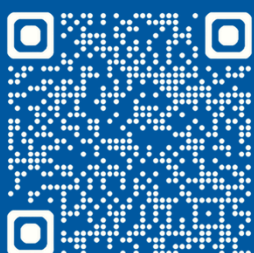
Energia para um futuro
mais sustentável

VIDEOCONFERÊNCIA
16 de maio de 2025

Horário: 11h00 (BRT) | 10h00 (ET)

**Videoconferência em português com
tradução simultânea para o inglês**

Clique aqui ou pelo QR Code





Mensagem do Presidente

Iniciamos mais um ano cheio de desafios e expectativas. Neste trimestre, alcançamos mais uma vez resultados operacionais e econômico-financeiros consistentes em todos os nossos segmentos, atingindo um Ebitda de R\$ 3,85 bilhões e lucro líquido de R\$ 1,62 bilhão.

No segmento de Distribuição, as vendas de energia na área de concessão tiveram um acréscimo de 1,6%, com destaque para as classes residencial e industrial que apresentaram crescimentos de 2,7% e 1,3%, respectivamente, favorecidas pelo crescimento vegetativo e efeitos macroeconômicos. Além disso, melhoramos nossa PDD em aproximadamente 31% quando comparamos com o mesmo período do ano passado.

No segmento de Geração, apesar das restrições de geração, a energia eólica gerada teve alta de 5,0%, em comparação com 2024. O *curtailment* impediu que a geração crescesse mais 22%, o que representou um impacto de R\$ 47 milhões no Ebitda do 1T25.

Com relação ao Capex, neste trimestre realizamos investimentos no total de R\$ 1,2 bilhão, uma alta de 13,2%, onde aproximadamente 82% desse montante foi destinado à Distribuição. No ano, continuamos com nossa estimativa de atingir um Capex de R\$ 6,5 bilhões.

Adicionalmente, praticando nossa disciplina financeira, finalizamos o trimestre com posição de caixa de R\$ 4,1 bilhões e índice de cobertura de caixa de 0,97 vezes as amortizações de curto prazo. A dívida líquida da CPFL Energia alcançou 2,04 vezes o EBITDA, no critério de medição dos *covenants* financeiros.

Em 26 de abril de 2025, na Assembleia de Acionistas foi aprovada a destinação do lucro líquido de 2024, considerando o pagamento de dividendos no valor de R\$ 3,22 bilhões, ou R\$ 2,79/ação. O pagamento será efetuado até 31 de dezembro de 2025, em data específica a ser oportunamente informada aos acionistas e ao mercado. A Companhia segue com sua estratégia balanceando crescimento e pagamento de dividendos.

No âmbito de ESG, fico feliz em anunciar que divulgamos no final de março mais uma edição do nosso Relatório Anual de Sustentabilidade, com um balanço de nossas melhores práticas inseridas em nossos 24 compromissos assumidos no âmbito do Plano ESG 2030, agora com a adição de nosso novo compromisso de resiliência climática.

Por fim, gostaria de ressaltar que estamos evoluindo no processo de prorrogação de nossas principais concessões de distribuição e agora aguardamos as devidas validações pela agência reguladora e MME. E seguimos convictos de que a estratégia definida para o Grupo tem bases sólidas, como a disciplina financeira, os investimentos em busca de eficiência e excelência do serviço prestado a todos os seus clientes, o foco nos resultados financeiros e na criação de valor para seus acionistas e investidores, e a sustentabilidade dos nossos negócios.

Gustavo Estrella

Presidente da CPFL Energia

Resumo dos Principais Indicadores

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Carga na Área de Concessão - GWh	19.745	19.421	324	1,7%
Vendas na Área de Concessão - GWh	18.917	18.625	292	1,6%
<i>Mercado Cativo</i>	<i>10.469</i>	<i>11.054</i>	<i>(585)</i>	<i>-5,3%</i>
<i>Cliente Livre</i>	<i>8.449</i>	<i>7.571</i>	<i>878</i>	<i>11,6%</i>
Receita Operacional Bruta	15.410	14.987	423	2,8%
Receita Operacional Líquida	10.655	10.166	489	4,8%
EBITDA⁽¹⁾ Consolidado	3.852	3.865	(14)	-0,4%
<i>Distribuição</i>	<i>2.532</i>	<i>2.536</i>	<i>56</i>	<i>2,2%</i>
<i>Geração</i>	<i>855</i>	<i>955</i>	<i>(100)</i>	<i>-10,5%</i>
<i>Transmissão</i>	<i>360</i>	<i>256</i>	<i>104</i>	<i>40,6%</i>
<i>Comercialização, Serviços & Outros</i>	<i>45</i>	<i>118</i>	<i>(74)</i>	<i>-62,4%</i>
Lucro Líquido Consolidado	1.615	1.755	(140)	-8,0%
<i>Distribuição</i>	<i>1.094</i>	<i>1.158</i>	<i>(64)</i>	<i>-5,5%</i>
<i>Geração</i>	<i>400</i>	<i>475</i>	<i>(75)</i>	<i>-15,7%</i>
<i>Transmissão</i>	<i>180</i>	<i>125</i>	<i>56</i>	<i>44,6%</i>
<i>Comercialização, Serviços & Outros</i>	<i>(59)</i>	<i>(2)</i>	<i>(57)</i>	<i>3117,6%</i>
Dívida Líquida⁽²⁾	26.530	25.563	967	3,8%
Dívida Líquida / EBITDA ⁽²⁾	2,04	1,93	0,11	5,8%
Investimentos ⁽³⁾	1.238	1.094	144	13,2%
Preço da Ação (R\$/ação)	37,70	34,81	2,89	8,3%
Volume Médio Diário	78	72	6	8,3%

Notas:

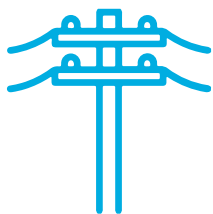
- (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Resolução CVM 156/22. Vide cálculo no item 2.1 deste relatório;
- (2) No critério dos *covenants* financeiros, que considera a participação da CPFL Energia nos projetos de geração;
- (3) Não inclui obrigações especiais.



Os dados que constam desse release bem como um maior detalhamento deles estão disponíveis em Excel, na **Base Histórica de Informações** da CPFL Energia, disponível no site de RI. **Para acessá-la, [clique aqui](#).**

Em caso de dúvidas, [Fale com o RI](#).

Destaques



Carga na Área de Concessão¹

+1,7%



Inadimplência Distribuição

-31,1%

e índice PDD/receita² de **0,87%**



EBITDA

R\$ 3.852

milhões (-0,4%)



Lucro Líquido

R\$ 1.615

milhões (-8,0%)



Dívida Líquida

R\$ 26,5

bilhões e alavancagem de **2,04x** (Dívida Líquida/ EBITDA³)



CAPEX

R\$ 1.238

milhões (+13,2%)



No processo de **Renovação de Concessões** as distribuidoras **RGE, CPFL Paulista e CPFL Piratininga** manifestaram à Aneel a intenção de prorrogar antecipadamente as concessões



Nossas distribuidoras foram reconhecidas pelo **Prêmio ANEEL de Satisfação do Consumidor**. A **CPFL Santa Cruz** foi eleita, pelo 4º ano consecutivo, como a **melhor Distribuidora da região Sudeste** e a **RGE** conquistou o **1º lugar na região Sul**, pelo 3º ano consecutivo.



Divulgamos o **Relatório Anual de Sustentabilidade** com os resultados das nossas **práticas anuais** e dos **compromissos ESG**

1) Carga líquida de perdas; 2) Receita de fornecimento; 3) No critério dos *covenants* financeiros.

Índice

1) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA	6
1.1) Desempenho Econômico-Financeiro.....	6
1.2) Endividamento	11
1.2.1) Dívida Financeira no Critério IFRS.....	11
1.2.2) Dívida no Critério dos <i>Covenants</i> Financeiros	12
1.3) Investimentos	13
1.3.1) Investimentos Realizados por Segmento	13
1.3.2) Investimentos Previstos	13
2) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG	14
2.1) Plano ESG 2030	14
2.2) Principais Indicadores	15
3) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS	17
3.1) SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO	17
3.1.1) Desempenho Operacional	17
3.1.1.1) Carga Líquida de Perdas Área de Concessão	17
3.1.1.2) Venda de Energia Área de Concessão	17
3.1.1.3) Inadimplência.....	18
3.1.1.4) Perdas	19
3.1.1.5) DEC e FEC.....	19
3.1.2) Eventos Tarifários.....	20
3.1.3) Desempenho Econômico-Financeiro.....	21
3.2) SEGMENTO DE GERAÇÃO	27
3.2.1) Desempenho Operacional	27
3.2.2) Desempenho Econômico-Financeiro.....	28
3.3) SEGMENTO DE TRANSMISSÃO	32
3.3.1) Portfólio	32
3.3.2) Desempenho Operacional	32
3.3.3) Temas Regulatórios	33
3.3.4) Desempenho Econômico-Financeiro Regulatório.....	36
3.3.5) Desempenho Econômico-Financeiro IFRS	38
3.4) SEGMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO E SERVIÇOS	39
3.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro.....	39
4) ANEXO	40

1) PERFORMANCE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CPFL ENERGIA

1.1) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	15.410	14.987	423	2,8%
Receita Operacional Líquida	10.655	10.166	489	4,8%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	9.498	9.143	355	3,9%
Custo com Energia Elétrica	(4.623)	(4.329)	(294)	6,8%
PMSO, Previdência e PDD	(1.176)	(1.091)	(86)	7,9%
Custos com construção de infraestrutura ¹	(1.065)	(973)	(93)	9,5%
Equivalência Patrimonial	61	92	(31)	-33,9%
EBITDA¹	3.852	3.865	(14)	-0,4%
Depreciação e Amortização	(590)	(566)	(24)	4,2%
Resultado Financeiro	(869)	(816)	(53)	6,5%
<i>Receitas Financeiras</i>	387	417	(29)	-7,0%
<i>Despesas Financeiras</i>	(1.257)	(1.233)	(24)	2,0%
Lucro Antes da Tributação	2.392	2.483	(91)	-3,7%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(777)	(728)	(49)	6,7%
Lucro Líquido	1.615	1.755	(140)	-8,0%

Nota: (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

Efeitos não caixa, itens extraordinários e outros

Destacamos abaixo os efeitos não caixa, itens extraordinários e outros de maior relevância observados nos períodos analisados, como forma de facilitar o entendimento das variações nos resultados da Companhia.

Efeitos no EBITDA R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Efeitos não Caixa (recorrentes)				
Atualização do ativo financeiro da concessão (VNR)	486	384	101	26,4%
Despesas legais e judiciais	(54)	(53)	(2)	3,0%
Baixa de ativos	(42)	(27)	(15)	54,7%
Itens extraordinários				
Ajustes a Valor Justo de Lajeado (efeito não caixa)	8	62	(54)	-86,5%

Explicação dos itens extraordinários

- Ajustes a Valor Justo de Lajeado (efeito não caixa): Efeito positivo de R\$ 8 milhões no 1T25, comparado ao efeito positivo de R\$ 62 milhões no 1T24, por conta da remensuração a valor justo em investimento registrado na Paulista Lajeado;

Outros números relevantes para a análise do resultado

Efeitos no EBITDA Segmento de Transmissão	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
EBITDA IFRS	360	256	104	40,6%
EBITDA Regulatório	198	253	(55)	-21,9%
Diferença do IFRS (-) Regulatório	162	3		

Efeitos no Resultado Financeiro R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Acréscimos e multas moratórias	123	119	4	3,3%
Marcação a mercado (MTM) da Dívida	23	(138)	161	-

Para o resultado financeiro é importante destacar o seguinte efeito:

- Marcação a mercado (MTM) da Dívida:** houve um ganho relacionado às novas captações realizadas nesse trimestre, além da variação positiva decorrente de uma menor redução na curva de *spread* de risco nesse trimestre, se comparada ao ano passado.

Receita Operacional Líquida por Segmento

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Distribuição	8.769	8.611	158	1,8%
Geração	1.062	1.076	(14)	-1,3%
Transmissão	604	422	182	43,1%
Comercialização	636	463	173	37,4%
Serviços	302	296	7	2,3%
Eliminações e Outros	(719)	(702)	(17)	2,4%
Receita Operacional Líquida	10.655	10.166	489	4,8%

No segmento de Distribuição, o aumento da receita de fornecimento (Cativo + TUSD) junto à atualização do ativo financeiro da concessão geraram um crescimento da receita.

Para mais detalhes sobre a variação da receita operacional líquida por segmento, vide **Capítulo 3 – Performance dos Negócios**.

Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Itaipu	531	494	37	7,5%
PROINFA	135	92	44	47,5%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	3.103	2.688	415	15,4%
Crédito de PIS e COFINS	(328)	(284)	(43)	15,3%
Energia Comprada para Revenda	3.441	2.990	452	15,1%
Encargos da Rede Básica	1.033	1.068	(35)	-3,2%
Encargos de Transporte de Itaipu	72	103	(31)	-30,2%
Encargos de Conexão	26	28	(2)	-5,8%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	11	11	0	4,0%
ESS / EER	158	276	(117)	-42,6%
Crédito de PIS e COFINS	(119)	(145)	26	-18,1%
Encargo	1.181	1.339	(158)	-11,8%
Custo com Energia Elétrica	4.623	4.329	294	6,8%

Houve um crescimento nos **Custos com Energia Comprada para Revenda**, principalmente por conta do crescimento dos custos com **Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo**.

Em relação aos **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição**, a principal variação se deu nos **encargos setoriais (ESS/EER)**, em decorrência do **ESS - Encargos de Serviço do Sistema**, onde o custo foi reduzido principalmente devido ao alívio retroativo gerado pela diferença de preços entre os submercados do Sistema Interligado Nacional (SIN); e em função do **EER - Encargos de Energia de Reserva**, decorrente do aumento do PLD aplicado às liquidações de energia dos Contratos de Energia de Reserva na CCEE no 1T25, em comparação com o 1T24.

Com relação aos encargos da **Rede Básica**, a variação percebida é devido aos reajustes na TUST implementados pela Resolução ANEEL nº 3.349/2024, que determinou novas tarifas a partir de jul/24. Tais tarifas apresentaram uma redução em relação ao ciclo 2023-2024, implementado pela Resolução ANEEL nº 3.217/2023. O mesmo ocorreu com o Encargo de Transporte de Itaipu, devido às novas tarifas determinadas na Resolução ANEEL nº 3.349/2024, e pelos novos montantes definidos em dezembro/24 pelo despacho nº 3.836/24.

Para mais detalhes sobre a variação do Custo com Energia Elétrica, vide **Capítulo 3 – Performance dos Negócios**.

PMSO

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Pessoal	545	527	18	3,4%
Material	126	120	6	5,3%
Serviços de Terceiros	256	221	35	15,9%
Outros Custos/Despesas Operacionais	241	189	52	27,4%
<i>PDD</i>	<i>103</i>	<i>115</i>	<i>(12)</i>	<i>-10,4%</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>42</i>	<i>27</i>	<i>15</i>	<i>54,7%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>54</i>	<i>53</i>	<i>2</i>	<i>3,0%</i>
<i>Ajustes a Valor Justo de Lajeado (efeito não caixa)</i>	<i>(8)</i>	<i>(62)</i>	<i>54</i>	<i>-86,5%</i>
<i>Outros</i>	<i>50</i>	<i>56</i>	<i>(6)</i>	<i>-11,5%</i>
PMSO	1.168	1.056	111	10,5%

O PMSO foi impactado pela remensuração a valor justo em investimento registrado na Paulista Lajeado que gerou efeitos positivos de R\$ 8 milhões no 1T25 e de R\$ 62 milhões no 1T24.

Expurgando esse item, o PMSO teria apresentado um aumento de 5,1% (R\$ 57 milhões) decorrente dos seguintes fatores:

- MSO não ligado à inflação (aumento de R\$ 7 milhões):** aumento na baixa de ativos, parcialmente compensado pela redução na provisão para devedores duvidosos (PDD);
- MSO ligado à inflação (aumento de R\$ 33 milhões) - principais impactos:** maiores despesas com manutenção de hardware/software (R\$ 23 milhões) e ações de cobrança (R\$ 4 milhões);
- Pessoal (aumento de R\$ 18 milhões):** o crescimento reflete principalmente os reajustes salariais decorrentes dos acordos coletivos aplicados em 2024.

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Custos com construção de infraestrutura	1.065	973	93	9,5%
Entidade de Previdência Privada	9	34	(25)	-74,6%
Depreciação e Amortização	590	566	24	4,2%
Demais Custos e Despesas Operacionais	1.664	1.573	91	5,8%

EBITDA

O **EBITDA** foi impactado pelo efeito extraordinário da remensuração a valor justo em investimento registrado na Paulista Lajeado. Expurgando esse efeito, o desempenho seria positivo, explicado principalmente pelo melhor desempenho da Distribuição, com maior carga na área de concessão, e pelo aumento da margem do segmento de Transmissão.

O EBITDA é calculado de acordo com a Resolução CVM nº 156/2022, conforme demonstrado na tabela abaixo:

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	1.615	1.755	(140)	-8,0%
Depreciação e Amortização	590	566	24	4,2%
Resultado Financeiro	869	816	53	6,5%
Imposto de Renda / Contribuição Social	777	728	49	6,7%
EBITDA	3.852	3.865	(14)	-0,4%

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Receitas	387	417	(29)	-7,0%
Despesas	(1.257)	(1.233)	(24)	2,0%
Resultado Financeiro	(869)	(816)	(53)	6,5%

Análise Gerencial

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(953)	(728)	(225)	30,9%
Acréscimos e multas moratórias	123	119	4	3,3%
Marcação a mercado	23	(138)	161	-
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	(20)	(66)	47	-70,2%
Outras receitas e despesas	(42)	(2)	(40)	1792,6%
Resultado Financeiro	(869)	(816)	(53)	6,5%

As **despesas financeiras líquidas** aumentaram por conta de maiores **despesas com a dívida líquida**, devido aos aumentos nos indexadores (IPCA e CDI), nos gastos com novas captações e no endividamento, na comparação com o 1T24, parcialmente compensados pelo efeito positivo da **marcação a mercado** (novas captações e menor perda com a redução da curva de *spread* de risco nos períodos comparados).

Lucro Líquido

O **Lucro Líquido** reduziu 8,0%, refletindo principalmente o menor desempenho do **EBITDA** do trimestre, as maiores **despesas financeiras líquidas** e uma maior alíquota efetiva (32,5% no 1T25 ante 29,3% no 1T24).

1.2) Endividamento

1.2.1) Dívida Financeira no Critério IFRS

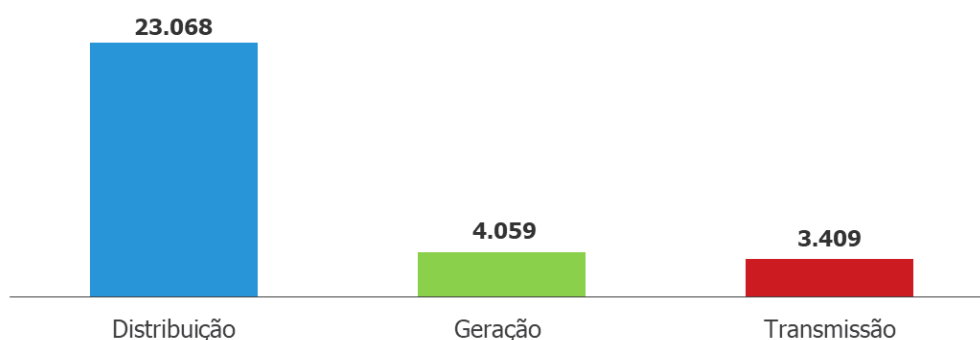
R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>)	30.536	30.687	152	-0,5%
Disponibilidades	(4.048)	(5.400)	(1.352)	-25,0%
Dívida Líquida	26.488	25.287	1.200	4,7%
Custo da Dívida	14,0%	11,1%	-	25,5%

Breakdown por Fonte e por Indexação | Pós-Hedge



Para mitigar possíveis exposições ao risco de flutuações do mercado, cerca de R\$ 4,1 bilhões em dívida possuem operações de **hedge**. Visando a proteção do câmbio e da taxa atrelada ao contrato, para as dívidas em moeda estrangeira (13,2% do total das dívidas em IFRS) foram contratadas operações de **swap**.

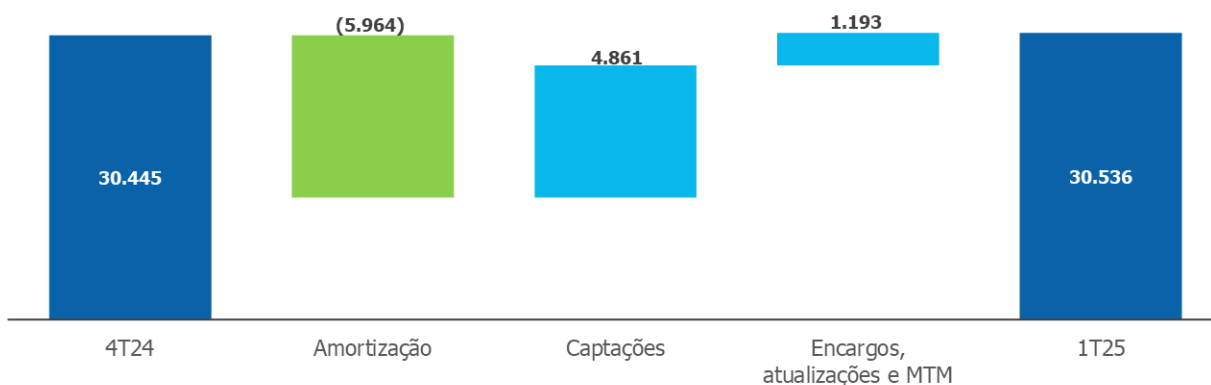
Dívida por Segmento – IFRS | R\$ milhões



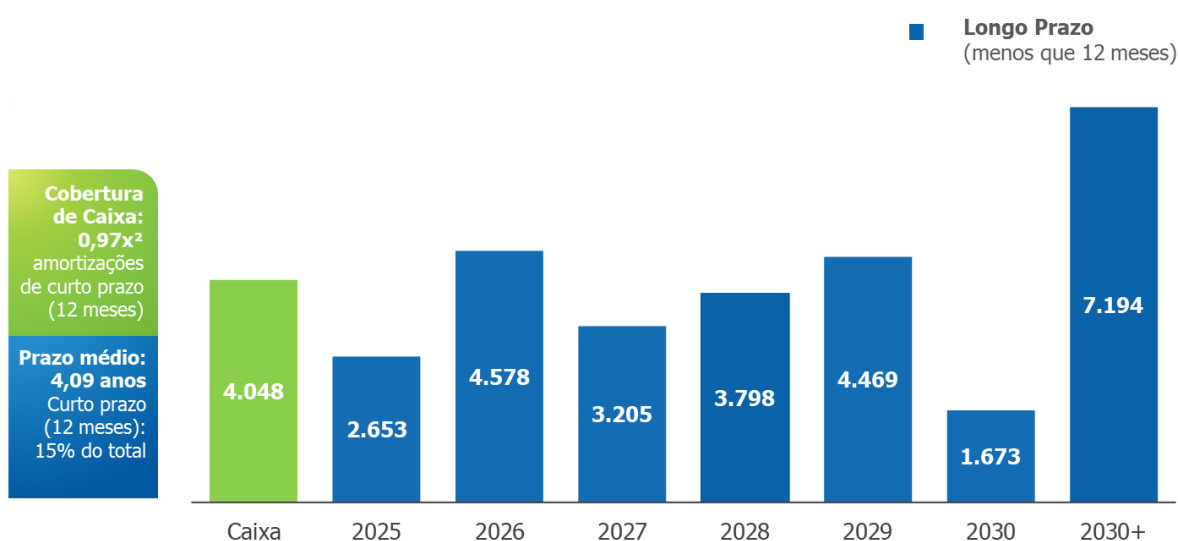
Notas:

- (1) O segmento de Geração considera CPFL Renováveis, CPFL Geração, Ceran e Enercan;
- (2) Considera o principal da dívida, juros, derivativos e os mútuos com a SGBP.

Evolução do Saldo da Dívida – IFRS | 1T25



Cronograma de Amortização da Dívida¹ – IFRS | Março de 2025



Notas:

(1) Considera apenas o principal da dívida e derivativos. Para se chegar ao total da dívida financeira de R\$ 30.536 milhões, faz-se a inclusão dos encargos, do efeito de Marcação a Mercado (MTM), do custo de captação e do mútuo;

(2) Caixa está considerando o saldo de TVM de R\$ 2,1 bilhões.

1.2.2) Dívida no Critério dos *Covenants* Financeiros

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Dívida Financeira (incluindo <i>Hedge</i>) ¹	30.846	31.129	(282)	-0,9%
(-) Disponibilidades ²	(4.317)	(5.566)	1.249	-22,4%
(=) Dívida Líquida	26.530	25.563	967	3,8%
EBITDA <i>Proforma</i> ³	12.995	13.241	(247)	-1,9%
Dívida Líquida / EBITDA	2,04	1,93	-	5,8%

Notas:

(1) Considera a consolidação proporcional dos ativos de Geração e da CPFL Transmissão, além do mútuo com a SGBP;

(2) Inclui Títulos e Valores Mobiliários (TVM);

(3) EBITDA *Pro forma* no critério dos *covenants* financeiros, ajustado de acordo com as participações da CPFL Energia em suas controladas.

A reconciliação do indicador Dívida Líquida/EBITDA *Pro Forma* está disponível na Base Histórica de Informações da CPFL Energia; para acessá-la, [clique aqui](#).

1.3) Investimentos

1.3.1) Investimentos Realizados por Segmento

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Distribuição	1.014	920	94	10,2%
Geração	44	50	(5)	-10,7%
Transmissão ¹	175	104	71	68,1%
Comercialização	0	2	(1)	-90,0%
Serviços e Outros ²	4	18	(14)	-78,2%
Investimentos Realizados	1.238	1.094	144	13,2%

Notas:

(1) Transmissoras não possuem ativos imobilizados, assim, considera-se a adição de ativos contratuais;

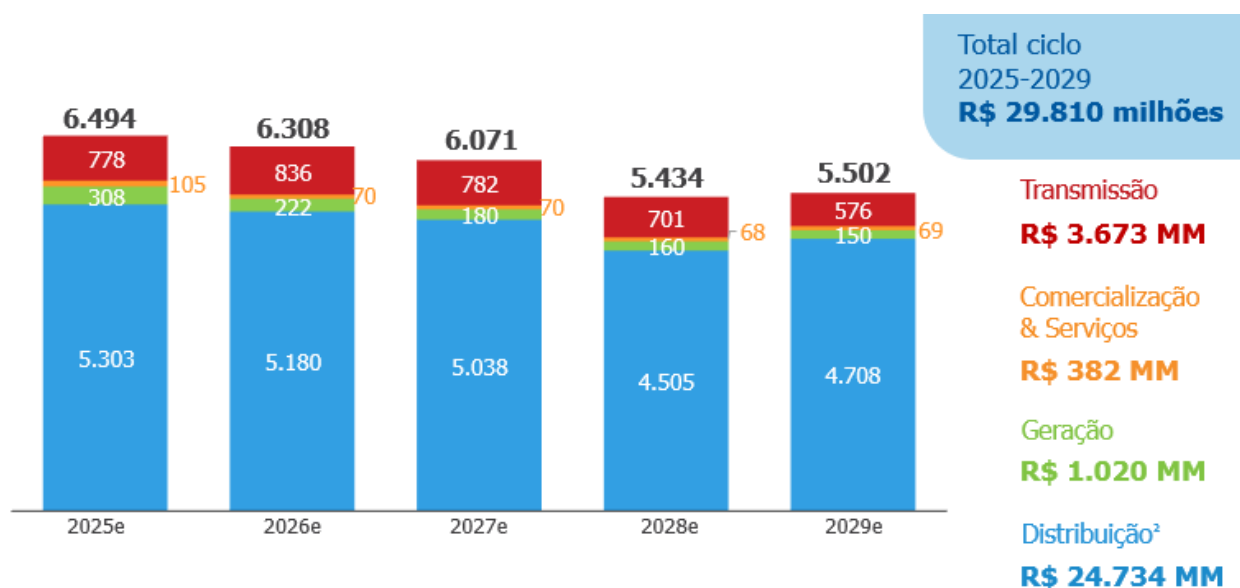
(2) Outros: refere-se basicamente a ativos e transações que não são relacionados a nenhum dos segmentos identificados.

O aumento observado entre os períodos está relacionado a:

- no segmento de Distribuição, o foco em obras de atendimento a clientes e plano de expansão do sistema elétrico, somado à manutenção e modernização da rede e MSO;
- no segmento de Transmissão, a expansão dos investimentos para melhorias na rede.

1.3.2) Investimentos Previstos

Em 12 de dezembro de 2024, o Conselho de Administração da CPFL Energia aprovou a proposta da Diretoria Executiva para as Projeções Plurianuais 2025-2029¹ da Companhia, a qual foi previamente debatida com o Comitê de Finanças e Gestão de Riscos.



Notas:

(1) Moeda constante;

(2) Desconsiderando investimentos em Obrigações Especiais no segmento de Distribuição (entre outros financiados por consumidores).



2) SUSTENTABILIDADE E INDICADORES ESG

2.1) Plano ESG 2030

O Plano ESG 2030 traz diretrizes e estratégias para que possamos fornecer energia sustentável, acessível e confiável em todos os momentos, tornando a vida das pessoas mais segura, saudável e próspera nas regiões onde operamos. Nosso objetivo corporativo é impulsionar a transição para um modelo mais sustentável de produzir e consumir energia, potencializando os impactos positivos do nosso modelo de negócio na comunidade e cadeia de valor.

Para isso, identificamos quatro pilares que sustentam a maneira como conduzimos nossos negócios e executamos nossa estratégia: Soluções renováveis e inteligentes, Operações sustentáveis, Valor compartilhado com a sociedade e Atuação segura e confiável.



Dentro dos pilares, assumimos 24 compromissos norteados pelos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODSs) das Nações Unidas. Os compromissos estão disponíveis no [site de RI](#) da CPFL Energia.



2.2) Principais Indicadores

Abaixo listamos alguns indicadores alinhados ao Plano ESG 2030:

Soluções Renováveis e Inteligentes					
Tema	Indicador	Unidade	1T25	1T24	Δ %
Energia renovável	Energia gerada por fontes renováveis	GWh	2.446	3.964	-38,3%
	↳ UHEs (hidrelétricas)	GWh	1.315	2.693	-51,2%
	↳ PCHs e CGHs	GWh	453	563	-19,5%
	↳ Solar	GWh	0,3	0,3	-1,9%
	↳ Eólica	GWh	666	635	5,0%
	↳ Biomassa	GWh	11	73	-85,6%
Smart Grid	Religadores automáticos instalados	unidade	20.247	18.304	10,6%
	Carga de energia telemedida	%	54,4%	54,1%	0,6%
Inovação	Investimento em inovação P&D ANEEL	R\$ MM	9,3	9,0	3,3%
Descarbonização	Projetos habilitados para a comercialização de créditos de carbono e selos de energia renovável	unidade	53	53	0,0%
	Receitas de vendas de créditos de carbono e selos de energia	R\$ MM	0,6	1,3	-53,8%

Operações Sustentáveis					
Tema	Indicador	Unidade	1T25	1T24	Δ %
Economia circular	Transformadores reformados	unidade	2.381	2.520	-5,5%
	Alumínio, cobre e ferro enviados para a cadeia reversa	toneladas	1.618	1.906	-15,1%
Ecoeficiência	Consumo de água prédios administrativos	mil m³	13	10	27,6%
	Consumo de energia prédios administrativos	MWh	2.797	2.820	-0,8%



Valor Compartilhado com a Sociedade

Tema	Indicador	Unidade	1T25	1T24	Δ %
Digitalização	Atendimentos digitais	%	91,0%	90,1%	1,0%
	Pagamento de faturas por meio digital	%	78,0%	74,3%	5,0%
	Contas digitais	MM de unidades	5,0	4,7	7,5%
Comunidade	Investimentos de eficiência energética em hospitais públicos CPFL e RGE nos Hospitais	R\$ milhões	16,3	3,7	340,4%
	Investimento em projetos socioambientais em comunidades Instituto CPFL, Programa de Eficiência Energética para Baixa Renda e Meio Ambiente	R\$ milhões	15,4	4,3	256,7%
	Pessoas beneficiadas por programas sociais do Instituto CPFL	mil	163,0	153,2	6,4%
	Unidades consumidoras de baixa renda beneficiadas pelo Programas de Eficiência Energética PEE ANEEL	mil	6,203	0,0	0,0%
Desenvolvimento de pessoas e inclusão	Horas de treinamento ¹	mil	92,5	84,4	9,5%
Diversidade ²	Negros na companhia	%	35,1%	31,8%	10,6%
	Mulheres na companhia	%	20,9%	21,0%	-0,7%
	PcD na companhia	%	4,4%	4,0%	10,8%
	Grupos Minoritários em cargos de liderança	%	40,0%	-	-
Compras sustentáveis	Fornecedores críticos avaliados em critérios de sustentabilidade	%	93,3%	88,5%	5,4%

Nota: (1) Considera o programa de requalificação profissional.

(2) Em 2024, atualizamos nossos compromissos e substituímos o indicador "Mulheres em cargos de liderança" por Grupos Minoritários em cargos de liderança



Atuação Segura e Confiável

Tema	Indicador	Unidade	1T25	1T24	Δ %
Saúde e Segurança	Taxa de frequência de acidentes Próprios	nº feridos *1MM/HH trabalhadas ¹	0,5	0,7	-29,2%
	Taxa de frequência de acidentes Terceiros	nº feridos *1MM/HH trabalhadas ¹	2,1	12,4	-83,0%
	Acidentes fatais com a população	unidade	8,0	2,0	300,0%
Ética	Colaboradores treinados em Ética e Integridade	%	100%	100,0%	0,0%
Transparência	Conselheiros Independentes no Conselho de Administração	unidade	2	2	0,0%
	Mulheres no Conselho de Administração	unidade	3	1	200,0%

Nota: (1) Horas trabalhadas com exposição ao risco até o período.



3) PERFORMANCE DOS NEGÓCIOS

3.1) SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO

3.1.1) Desempenho Operacional

3.1.1.1) Carga Líquida de Perdas | Área de Concessão

GWh	1T25	1T24	Δ GWh	Δ %	Part.
Mercado Cativo	10.897	11.445	(548)	-4,8%	55,2%
Cliente Livre	8.848	7.976	872	10,9%	44,8%
Carga Líquida de Perdas	19.745	19.421	324	1,7%	100,0%

3.1.1.2) Venda de Energia | Área de Concessão

GWh	1T25	1T24	Δ GWh	Δ %	Part.
Residencial	6.462	6.289	172	2,7%	34,2%
Industrial	6.358	6.279	79	1,3%	33,6%
Comercial	3.326	3.338	(13)	-0,4%	17,6%
Rural	849	814	35	4,3%	4,5%
Outros	1.923	1.904	18	1,0%	10,2%
Venda de Energia	18.917	18.625	292	1,6%	100,0%
Cativo					
Residencial	6.459	6.289	170	2,7%	60,1%
Industrial	449	771	(322)	-41,7%	7,4%
Comercial	1.560	1.882	(322)	-17,1%	18,0%
Rural	755	758	(2)	-0,3%	7,2%
Outros	1.245	1.355	(110)	-8,1%	12,9%
Total Cativo	10.469	11.054	(585)	-5,3%	100,0%
TUSD					
Residencial	2	1	2	278,6%	0,0%
Industrial	5.909	5.508	401	7,3%	72,8%
Comercial	1.766	1.456	309	21,2%	19,2%
Rural	94	56	38	67,0%	0,7%
Outros	678	549	128	23,3%	7,3%
Total TUSD	8.449	7.571	878	11,6%	100,0%

Destacam-se no trimestre:

- Classe Residencial:** aumento de 2,7%, principalmente em função do impacto positivo da massa de renda, do nível de emprego e crescimento vegetativo. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo impacto referente ao incremento de geração distribuída (GD) e à menor necessidade de resfriamento, devido a temperaturas mais amenas no estado de São Paulo;
- Classe Industrial:** crescimento de 1,3%, refletindo o predomínio de taxas positivas no

consumo de 7 dos 10 maiores setores em nossa área de concessão, que foram parcialmente compensados pelo impacto de GD;

- Classe Comercial:** retração de 0,4% na comparação com o mesmo período do ano anterior, em função do impacto negativo de GD e por efeito de temperatura negativo no estado de São Paulo. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo resultado positivo de renda, redução na taxa de desemprego e o impacto positivo referente ao crescimento vegetativo das unidades consumidoras;
- Classe Rural:** crescimento de 4,3%, explicado pela baixa pluviometria registrada nas nossas áreas de concessão, principalmente no Rio Grande do Sul, o que contribuiu para a utilização da irrigação. Esse efeito foi parcialmente compensado pelo efeito negativo associado ao incremento de GD;
- Classe Outros:** crescimento de 1,0%, impulsionado pelo melhor desempenho econômico do país, que foi parcialmente compensado pelo incremento de clientes que utilizam GD e pela menor temperatura no estado de São Paulo.

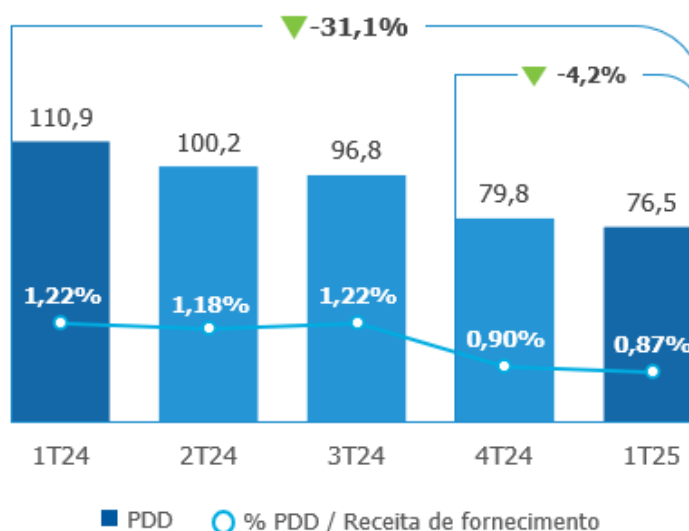
3.1.1.3) Inadimplência

A PDD apresentou uma redução de R\$ 34,5 milhões em relação ao mesmo período de 2024 e uma redução de R\$ 3,4 milhões em relação ao 4T24. Com isso, o índice de PDD/Receita bruta de fornecimento alcançou 0,87% no trimestre.

O resultado do trimestre, pode ser explicado por uma maior realização de cortes de energia, quando comparado com o mesmo período no ano passado, favorecido pela menor incidência de eventos climáticos extremos na área de concessão. Terminamos o trimestre com mais de 604 mil cortes, o que contribuiu para a queda do indicador.

Além disso, o indicador teve uma queda devido a negociações estratégicas com clientes do grupo, principalmente na Paulista e na RGE.

A CPFL continua a realizar constantes alterações em seus modelos de gestão da inadimplência, priorizando a otimização e automação dos processos de cobrança. Essa abordagem dinâmica permite que a empresa se adapte às mudanças no comportamento dos clientes, buscando sempre soluções mais eficazes e inovadoras.



3.1.1.4) Perdas

Acumulado 12 Meses ¹	Mar-24	Jun-24	Set-24	Dez-24	Mar-25	ANEEL ²
CPFL Energia	8,84%	8,92%	8,93%	8,28%	8,47%	7,92%
CPFL Paulista	9,20%	9,21%	9,12%	8,37%	8,66%	8,00%
CPFL Piratininga	7,90%	7,59%	7,54%	7,59%	7,44%	6,03%
RGE	9,18%	9,80%	10,05%	8,95%	9,26%	9,28%
CPFL Santa Cruz	7,58%	7,33%	7,19%	6,82%	6,86%	8,50%

Notas:

- (1) De acordo com os critérios definidos pela ANEEL, exceto pela não consideração dos efeitos de GD. Para a RGE, clientes de alta tensão (A1) são expurgados da conta;
(2) Limite ANEEL referente a 31/03/2025.

O índice de perdas consolidado da CPFL Energia no período apresentou uma redução de 0,37 p.p., na comparação com o mesmo período do ano anterior, devido à temperatura mais amena no estado de São Paulo no trimestre, o que contribui para menores perdas.

Desconsiderando o efeito do calendário de faturamento em ambos os períodos, teríamos um aumento de perdas de 0,52 p.p. (8,74% no 1T24 contra 9,25% no 1T25).

As principais realizações no combate às perdas foram:

- Blindagem das fronteiras elétricas e subestações internas;
- Mapeamento das perdas de energia por meio de microbalanços;
- Realização de 77,1 mil inspeções em unidades consumidoras;
- Substituição de mais de 4,4 mil medidores obsoletos/defeituosos por novos equipamentos eletrônicos;
- Visita a 1,2 mil unidades consumidoras inativadas para corte nos casos de religação à revelia;
- Regularização de 47,1 mil unidades consumidoras, com avanço de consumo e sem contrato;
- Regularização de 753 unidades consumidoras clandestinas, tendo em sua maioria, necessidade de obras de construção de rede da CPFL Energia;
- Disciplina de mercado através da publicação de 73 notícias relacionadas aos operativos de combate à fraude e furtos pela CPFL.

DEC Horas	1T25	1T24	Δ %	ANEEL ¹
CPFL Energia	5,80	6,20	-6,5%	n.d
CPFL Paulista	4,69	5,15	-8,9%	6,42
CPFL Piratininga	4,00	4,76	-16,0%	6,05
RGE	8,92	8,90	0,2%	10,50
CPFL Santa Cruz	4,50	5,24	-14,1%	7,35

FEC Interrupções	1T25	1T24	Δ %	ANEEL ¹
CPFL Energia	3,38	3,52	-4,0%	n.d
CPFL Paulista	2,89	3,29	-12,2%	5,09
CPFL Piratininga	3,09	3,21	-3,7%	4,98
RGE	4,43	4,10	8,0%	7,19
CPFL Santa Cruz	2,81	3,45	-18,6%	6,11

3.1.1.5) DEC e FEC

O DEC mede a duração média, em horas, de interrupção por cliente e o FEC indica o número médio de interrupções por cliente. Tais indicadores medem a qualidade e a confiabilidade anuais do fornecimento de energia elétrica.

No resultado dos últimos 12 meses, os valores de DEC e FEC apresentaram uma redução no consolidado do Grupo e nas distribuidoras de São Paulo. Já na RGE, ocorreu um aumento dos indicadores principalmente devido ao impacto das enchentes ocorridas no Rio Grande do Sul, entre maio e junho de 2024.

Apesar disso, todas as distribuidoras estão enquadradas nos limites ANEEL, resultado que pode ser atribuído à contínua busca da CPFL por melhoria em sua operação, maturação do sistema de operação *ADMS*, incremento logístico e intensificação, tanto através de novos investimentos, como na operação e manutenção da rede.

Nota: (1) Limite ANEEL referente a 31/03/2025.

3.1.2) Eventos Tarifários

Descrição	RTAs			
	CPFL Santa Cruz ¹	CPFL Paulista	RGE ²	CPFL Piratininga
Resolução Homologatória	3.311	3.452	3.372	3.409
Reajuste	7,02%	-2,19%	-5,63%	1,33%
<i>Parcela A</i>	<i>6,72%</i>	<i>3,72%</i>	<i>3,62%</i>	<i>-1,97%</i>
<i>Parcela B</i>	<i>1,50%</i>	<i>2,13%</i>	<i>-0,31%</i>	<i>0,49%</i>
<i>Componentes Financeiros</i>	<i>-1,20%</i>	<i>-8,05%</i>	<i>-8,94%</i>	<i>2,81%</i>
Efeito para o consumidor ³	5,63%	-3,66%	0,00%	3,03%
Data de entrada em vigor	22/03/2024	08/04/2025	19/08/2024	23/10/2024

Notas:

(1) A CPFL Santa Cruz fez um pedido de diferimento no processo tarifário de 2025, com o objetivo de atenuar a oscilação de efeito tarifário entre os anos de 2025 e 2026. O pedido atualmente está em análise da diretoria da ANEEL;

(2) Em decorrência da enchente ocorrida no Rio Grande do Sul em maio de 2024, a RGE solicitou à ANEEL a prorrogação do seu Reajuste Tarifário Anual (RTA) até 18/08/2024, pois se entendeu não ser prudente a aplicação de reajuste positivo significativo naquele momento. Em agosto, a Companhia acordou com a Aneel uma postergação tarifária, que levou a criação de um ativo regulatório a ser recomposto nos RTAs de 2026 e 2027, atualizado por SELIC, repercutindo em um impacto zero aos consumidores no ano de 2024 e menor oscilação tarifária nos anos seguintes;

(3) O efeito para o consumidor também é impactado pelo componente financeiro retirado na última revisão ou reajuste tarifário.

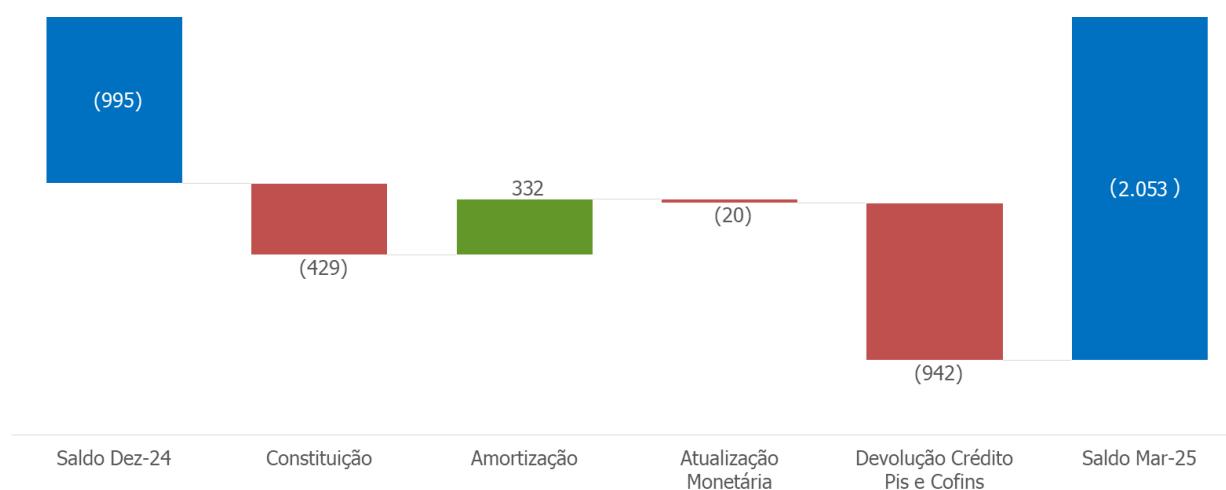
3.1.3) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	13.288	13.179	109	0,8%
Receita Operacional Líquida	8.769	8.611	158	1,8%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	7.837	7.713	124	1,6%
Custo com Energia Elétrica	(4.353)	(4.298)	(56)	1,3%
PMSO, Previdência e PDD	(891)	(880)	(12)	1,3%
Custos com construção de infraestrutura	(932)	(898)	(34)	3,8%
EBITDA¹	2.592	2.536	56	2,2%
Depreciação e Amortização	(330)	(303)	(27)	8,8%
Resultado Financeiro	(631)	(592)	(38)	6,5%
<i>Receitas Financeiras</i>	<i>338</i>	<i>355</i>	<i>(17)</i>	<i>-4,7%</i>
<i>Despesas Financeiras</i>	<i>(969)</i>	<i>(947)</i>	<i>(22)</i>	<i>2,3%</i>
Lucro Antes da Tributação	1.632	1.641	(9)	-0,5%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(538)	(483)	(56)	11,5%
Lucro Líquido	1.094	1.158	(64)	-5,5%

Nota: (1) O EBITDA (IFRS) é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

Em 31 de março de 2025, o saldo dos ativos e passivos financeiros setoriais era negativo (passivo) em R\$ 2.053 milhões. Se comparado a 31 de dezembro de 2024, houve uma variação de R\$ 1.058 milhões, conforme demonstrado no gráfico abaixo:



A movimentação desse saldo se deu pela constituição líquida de um passivo de R\$ 429 milhões, principalmente nas linhas:

- (i) Devolução para os clientes do crédito de PIS/COFINS (R\$ 211 milhões);
- (ii) Neutralidade dos Encargos Setoriais (R\$ 173 milhões);
- (iii) Repasse para Itaipu (R\$ 157 milhões);
- (iv) Custos com energia elétrica (R\$ 125 milhões);

Parcialmente compensado por ativos constituídos nas linhas de:

- (v) CDE (R\$ 154 milhões);
- (vi) Proinfa (R\$ 42 milhões);
- (vii) Bandeira Tarifária Faturada (R\$ 33 milhões);
- (viii) Demais itens (R\$ 7 milhões).

A amortização foi de R\$ 332 milhões no período e a atualização monetária dos ativos e passivos totalizou R\$ 20 milhões. Houve ainda, nesse período, a homologação da devolução para os clientes do crédito de PIS/COFINS, no montante de R\$ 942 milhões.

Receita Operacional

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Receita com Venda de Energia (Cativo + TUSD)	11.125	11.011	113	1,0%
Energia Elétrica de Curto Prazo	(26)	35	(61)	-
Receita de Construção da Infraestrutura de Concessão	932	898	34	3,8%
Ativo e Passivo Financeiro Setorial	(97)	201	(297)	-
Aporte CDE - Baixa Renda e Demais Subsídios Tarifários	719	523	196	37,5%
Atualização do Ativo Financeiro da Concessão	486	384	101	26,4%
Outras Receitas e Rendas	184	177	7	3,9%
Multas Compensatórias (DIC e FIC)	(35)	(51)	16	-30,9%
Receita Operacional Bruta - Total	13.288	13.179	109	0,8%
ICMS	(1.862)	(1.794)	(67)	3,8%
PIS e COFINS	(910)	(928)	18	-1,9%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(1.561)	(1.559)	(2)	0,1%
Programa de P&D e Eficiência Energética	(74)	(74)	(0)	0,2%
PROINFA	(79)	(80)	1	-1,2%
Outros	(33)	(132)	99	-74,8%
Deduções da Receita Operacional Bruta - Total	(4.519)	(4.568)	49	-1,1%
Receita Operacional Líquida	8.769	8.611	158	1,8%

Receita Operacional Bruta

O aumento no **Aporte CDE** é decorrente do aumento do número de clientes que tem direito aos subsídios tarifários e as distribuidoras estão recebendo a receita via Aporte CDE. **Receita com Venda de Energia (cativo + clientes livres)** apresentou um aumento, em decorrência do crescimento de 1,7% da carga na área de concessão, principalmente em função do maior consumo nas classes residencial e industrial.

O aumento na **atualização do Ativo Financeiro da Concessão** é explicado pelo aumento médio de 17% na base de ativos e pelo aumento do IPCA (1,82% no 1T24 e 2,00% no 1T25).

A variação negativa do **Ativo e Passivo Financeiro Setorial**, decorre principalmente das seguintes movimentações dos saldos de constituição e amortização: menor amortização na linha da devolução do crédito de PIS/COFINS, em comparação com o 1T24; parcialmente compensado por uma menor constituição de um passivo referente ao Repasse de Itaipu no 1T25, contra um ativo no 1T24.

Deduções da Receita Operacional Bruta

Em relação às deduções da receita operacional bruta, a principal redução ocorreu na linha Outros, em decorrência da recomposição dos recursos à Conta de Comercialização de Energia Elétrica de Itaipu no 1T24. Esse efeito foi parcialmente compensado pela maior arrecadação de impostos (ICMS e PIS/Cofins).

Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Itaipu	531	494	37	7,5%
PROINFA	135	92	44	47,5%
Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo	2.762	2.602	159	6,1%
Crédito de PIS e COFINS	(299)	(278)	(21)	7,6%
Energia Comprada para Revenda	3.129	2.910	219	7,5%
Encargos da Rede Básica	1.048	1.084	(36)	-3,3%
Encargos de Transporte de Itaipu	72	103	(31)	-30,2%
Encargos de Conexão	70	64	7	10,5%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	3	3	(0)	-2,6%
ESS / EER	156	275	(119)	-43,4%
Crédito de PIS e COFINS	(125)	(141)	17	-11,7%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	1.224	1.387	(163)	-11,7%
Custo com Energia Elétrica	4.353	4.298	56	1,3%

O aumento dos **Custos com Energia Comprada para Revenda**, decorre principalmente do aumento do preço de energia comprada em **Leilão, Contratos Bilaterais e Curto Prazo**, aumento do **PROINFA** (valores das quotas de custeio) e do aumento do preço da energia comprada de **Itaipu**, decorrente do aumento do dólar em 2025.

Em relação aos **Encargos de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição**, a principal variação se deu nos **encargos setoriais (ESS/EER)**, em decorrência do **ESS - Encargos de Serviço do Sistema**, onde o custo foi reduzido principalmente devido ao alívio retroativo gerado pela diferença de preços entre os submercados do Sistema Interligado Nacional; e em função do **EER - Encargos de Energia de Reserva**, observa-se uma redução dos custos, em decorrência do aumento do PLD aplicado às liquidações de energia dos Contratos de Energia de Reserva na CCEE, no 1T25 em comparação com o 1T24.

Além disso, nos encargos da **Rede Básica**, a variação percebida é devido aos reajustes na TUST implementados pela Resolução ANEEL nº 3.349/2024, que determinou novas tarifas a partir de jul/24. Tais tarifas apresentaram uma redução em relação ao ciclo 2023-2024, implementado pela Resolução ANEEL nº 3.217/2023. O mesmo ocorreu com o encargo de **Transporte de Itaipu**, devido as novas tarifas determinadas na Resolução ANEEL nº 3.349/2024, e pelos novos montantes definidos em dezembro/24 pelo Despacho nº 3.836/2024.

PMSO

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Pessoal	319	309	10	3,3%
Material	70	70	(0)	-0,2%
Serviços de Terceiros	305	264	41	15,7%
Outros Custos/Despesas Operacionais	199	219	(20)	-9,1%
<i>PDD</i>	<i>76</i>	<i>111</i>	<i>(34)</i>	<i>-31,1%</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>46</i>	<i>29</i>	<i>16</i>	<i>55,8%</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>39</i>	<i>39</i>	<i>(0)</i>	<i>-0,5%</i>
<i>Outros</i>	<i>39</i>	<i>40</i>	<i>(2)</i>	<i>-3,9%</i>
PMSO	893	861	32	3,7%

O PMSO apresentou um aumento de 3,7%, decorrente dos seguintes fatores:

- MSO não ligado à inflação (redução de R\$ 16 milhões):** explicada pela provisão para devedores duvidosos (PDD), conforme explicado no item 3.1.1.4, parcialmente compensado por um aumento em baixas de ativos;
- MSO ligado à inflação (aumento de R\$ 37 milhões):** explicado por hardware e software (R\$ 19 milhões), devido a novas licenças e maior utilização de *cloud* para arquivamento e processamento de dados; ações de cobrança (R\$ 4 milhões); poda de árvores (R\$ 3 milhões); entre outros;
- Pessoal (aumento de R\$ 10 milhões):** explicado principalmente pelo crescimento de 1,1%¹ no *headcount* e pelos acordos coletivos homologados ao longo de 2024.

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Custos com construção de infraestrutura	(932)	(898)	(34)	3,8%
Entidade de Previdência Privada	2	(18)	20	-
Depreciação e Amortização	(330)	(303)	(27)	8,8%
Demais Custos/Despesas Operacionais	(1.260)	(1.219)	(41)	3,4%

EBITDA

O **EBITDA** do segmento de Distribuição é explicado pelo crescimento da carga na área de concessão, impulsionado pelo impacto positivo da massa de renda, do nível de emprego e crescimento vegetativo, parcialmente compensado pelos reajustes médios negativos nas distribuidoras em comparação do 1T25 e 1T24.

¹ Média de janeiro a março.

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	1.094	1.158	(64)	-5,5%
Depreciação e Amortização	330	303	27	8,8%
Resultado Financeiro	631	592	38	6,5%
Imposto de Renda / Contribuição Social	538	483	56	11,5%
EBITDA	2.592	2.536	56	2,2%

EBITDA por Distribuidora

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
CPFL Paulista	1.062	1.122	(60)	-5,4%
CPFL Piratininga	416	397	19	4,8%
RGE	998	922	76	8,3%
CPFL Santa Cruz	116	95	21	22,5%
EBITDA	2.592	2.536	56	2,2%

CPFL Paulista:

O resultado menos expressivo é devido ao reajuste negativo da Parcela B² (-6,60%), que entrou em vigor em abr/24 e de uma redução de 0,4% da carga, em comparação com o 1T24.

CPFL Piratininga:

O resultado positivo é devido ao aumento de 1,7% da carga, principalmente nas classes residencial e comercial, em comparação com o 1T24.

RGE:

O resultado positivo é devido ao aumento de 5,3% da carga, principalmente nas classes residencial e industrial, em comparação com o 1T24.

CPFL Santa Cruz:

A variação positiva do EBITDA é reflexo do incremento da Parcela B (+5,26%) e do aumento de 1,0% da carga.

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Receitas	338	355	(17)	-4,7%
Despesas	(969)	(947)	(22)	2,3%
Resultado Financeiro	(631)	(592)	(38)	6,5%

² O valor da Parcela B é a variação do indexador (IGPM ou IPCA) menos o Fator X, conhecido também como IVI.

Análise Gerencial

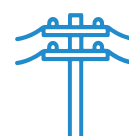
R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(748)	(566)	(182)	32,2%
Acréscimos e multas moratórias	123	119	4	3,7%
Marcação a mercado	28	(113)	141	-
Atualização do ativo e passivo financeiro setorial	(20)	(66)	47	-70,2%
Outras receitas e despesas	(14)	34	(48)	-
Resultado Financeiro	(631)	(592)	(38)	6,5%

O aumento das despesas financeiras líquidas decorreu principalmente do aumento das **Despesas com a dívida líquida**, decorrente dos aumentos nos indexadores (IPCA e CDI), dos gastos com novas captações, e do endividamento, na comparação com o 1T24.

Esse efeito foi parcialmente compensado: (i) pela redução da **Marcação a mercado (MTM)**, devido à mudança do comportamento da curva de *spread* de risco praticado pelo mercado, que reduziu 0,15 p.p no 1T25, em comparação com a redução de 0,41 p.p no 1T24, além do ganho relacionado às novas captações realizadas nesse trimestre; e (ii) pelo aumento de **Acréscimos e multas moratórias** nas faturas de energia, efeito do aumento do volume de contas pagas em atraso nas distribuidoras.

Lucro Líquido

A redução do **Lucro Líquido** ocorreu devido às maiores despesas financeiras líquidas e uma maior alíquota efetiva (33,0% no 1T25 e 29,4% no 1T24).



3.2) SEGMENTO DE GERAÇÃO

3.2.1) Desempenho Operacional

Energia Gerada

GWh	1T25	1T24	Δ GWh	Δ %
Eólica	666	635	32	5,0%
PCH	453	563	(110)	-19,5%
UHE	1.315	2.693	(1.377)	-51,2%
Biomassa ¹	11	73	(63)	-85,6%
Solar	0,3	0,3	(0,0)	-1,9%
UTE ²	-	5	(5)	-
Total	2.446	3.970	(1.524)	-38,4%

Notas:

(1) As usinas de biomassa Bio Buriti, Bio Ipê e Bio Pedra foram transferidas para o Grupo Pedra em nov/24, deixando de pertencer ao Grupo CPFL desde então;

(2) O contrato de energia se encerrou em dez/24.

Disponibilidade

%	1T25	1T24	Δ p.p.	Δ %
Eólica	90,9%	95,7%	-4,9	-5,1%
PCH	95,0%	98,2%	-3,2	-3,3%
UHE	97,9%	98,6%	-0,7	-0,7%
Biomassa ¹	100,0%	99,4%	0,6	0,6%
Solar	100,0%	100,0%	0,0	0,0%
UTE ²	0,0%	99,6%	-99,6	-

Notas:

(1) As usinas de biomassa Bio Buriti, Bio Ipê e Bio Pedra foram transferidas para o Grupo Pedra em nov/24, deixando de pertencer ao grupo CPFL desde então;

(2) O contrato de energia se encerrou em dez/24.

Índice

CPFL Energia

Distribuição

Geração

Transmissão

Comercialização
e Serviços

Anexos

3.2.2) Desempenho Econômico-Financeiro

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	1.164	1.184	(21)	-1,8%
Receita Operacional Líquida	1.062	1.076	(14)	-1,3%
Custo com Energia Elétrica	(142)	(126)	(16)	12,7%
PMSO e Previdência	(125)	(84)	(40)	48,0%
Equivalência Patrimonial	59	89	(30)	-33,7%
EBITDA¹	855	955	(100)	-10,5%
Depreciação e Amortização	(219)	(219)	0	-0,2%
Resultado Financeiro	(117)	(131)	14	-10,3%
<i>Receitas Financeiras</i>	<i>34</i>	<i>33</i>	<i>1</i>	<i>3,5%</i>
<i>Despesas Financeiras</i>	<i>(152)</i>	<i>(164)</i>	<i>12</i>	<i>-7,5%</i>
Lucro Antes da Tributação	519	605	(86)	-14,2%
Lucro Líquido	400	475	(75)	-15,7%

Nota: (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

Receita Operacional Líquida

A receita foi afetada principalmente pelo maior **curtailment** imposto pelo ONS, que superou o melhor desempenho das usinas eólicas no trimestre, e pelo encerramento dos contratos das usinas a biomassa.

Custo com Energia Elétrica

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Energia de Curto Prazo	32	21	11	54,0%
Contratos Bilaterais, ACR e ACL	54	44	10	21,6%
Crédito de PIS e COFINS	(5)	(4)	(1)	13,2%
Energia Comprada para Revenda	81	61	20	33,1%
Encargos da Rede Básica	53	54	(2)	-2,9%
Encargos de Conexão	3	5	(2)	-37,3%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	9	10	(1)	-11,6%
ESS/EER	0	0	(0)	-98,9%
Crédito de PIS e COFINS	(3)	(4)	0	-9,3%
Encargos	61	65	(4)	-6,3%
Custo com Energia Elétrica	142	126	16	12,7%

Nota: (1) O Prêmio de Risco do GSF passou a ser contabilizado no custo de energia a partir do 4T24.

A principal variação ocorreu devido ao aumento na compra de **Energia de curto prazo**. Além disso, houve uma maior quantidade de energia adquirida em **Contratos bilaterais, ACR e ACL**, assim como um maior preço médio.

PMSO

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Pessoal	43	44	(1)	-1,5%
Material	13	10	2	21,0%
Serviços de Terceiros	57	69	(12)	-18,0%
Outros	12	(37)	49	-
<i>Legais, Judiciais e Indenizações</i>	<i>1</i>	<i>(2)</i>	<i>2</i>	<i>-</i>
<i>Baixa de Ativos</i>	<i>0</i>	<i>(2)</i>	<i>2</i>	<i>-</i>
<i>Prêmio do Risco do GSF¹</i>	<i>-</i>	<i>6</i>	<i>(6)</i>	<i>-</i>
<i>Ajuste a Valor Justo de Lajeado (efeito não caixa)</i>	<i>(8)</i>	<i>(62)</i>	<i>54</i>	<i>-86,5%</i>
<i>Outros</i>	<i>20</i>	<i>23</i>	<i>(3)</i>	<i>-14,6%</i>
PMSO	124	86	38	44,0%

Nota: (1) O Prêmio de Risco do GSF passou a ser contabilizado no custo de energia a partir do 4T24.

A variação nas despesas com PMSO são explicadas principalmente pelo **efeito extraordinário** de ajuste a valor justo de Paulista Lajeado, que gerou um efeito negativo de R\$ 54 milhões no trimestre. Além disso, houve a reclassificação do Prêmio de Risco do GSF para a linha de Compra de Energia (R\$ 5 milhões).

Expurgando esses itens, o PMSO teria apresentado uma redução de R\$ 21 milhões, decorrente dos seguintes fatores:

- O **PMSO ligado à inflação** apresentou queda de R\$ 26 milhões, sobretudo pela redução de despesas com Outros Serviços Terceirizados e Manutenção de Máquinas e Equipamentos em **Serviços de Terceiros**;
- O **PMSO não ligado à inflação** registrou um aumento de R\$ 4 milhões, decorrente de despesas **Legais, Judiciais e Indenizações** e **Baixa de Ativos**.

Demais custos e despesas operacionais

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Entidade de Previdência Privada	0	(2)	2	-
Depreciação e Amortização	171	172	(1)	-0,5%
Amortização do Intangível da Concessão	47	47	1	1,3%
Demais Custos/Despesas Operacionais	219	217	2	1,0%

Equivalência Patrimonial

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Baesa	1	2	(1)	-36,5%
Foz do Chapecó	56	65	(9)	-13,7%
Epasa	1	21	(21)	-97,6%
Equivalência Patrimonial¹	58	89	(30)	-34,3%

Nota: (1) A divulgação da participação em controladas é realizada de acordo com a IFRS 12 e CPC 45.

Baesa

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	17	17	0	2,0%
Custos/Desp. Operacionais	(6)	(6)	(0)	2,6%
Depreciação e Amortização	(4)	(4)	(0)	0,7%
Resultado Financeiro	(5)	(4)	(1)	28,1%
IR/CS	(1)	(1)	0	-22,3%
Lucro Líquido	1	2	(1)	-36,5%

O leve aumento na **Receita Líquida** foi resultado de uma maior tarifa no trimestre. Em relação aos **Custos e Despesas Operacionais**, o discreto aumento decorreu da maior quantidade de energia comprada. O aumento na **Despesa Financeira Líquida** foi em função de maiores despesas com UBP. Ademais, o **Imposto de Renda e Contribuição Social** registraram queda.

Foz do Chapecó

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	165	163	2	1,5%
Custos/Desp. Operacionais	(42)	(33)	(9)	27,5%
Depreciação e Amortização	(13)	(13)	0	-0,1%
Resultado Financeiro	(24)	(22)	(2)	10,2%
IR/CS	(29)	(32)	3	-9,2%
Lucro Líquido	56	65	(9)	-13,7%

A **Receita Líquida** aumentou devido ao maior preço da energia suprida, parcialmente compensado pela redução da CFURH. Os **Custos e Despesas Operacionais** tiveram um aumento devido a maior quantidade de energia comprada. O aumento da **Despesa Financeira Líquida** é explicado por maiores despesas com UBP, principalmente por conta da variação dos índices (IGPM/IPCA).

Epasa

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Receita Líquida	(0)	48	(48)	-
Custos/Desp. Operacionais	(5)	(13)	9	-65,0%
Depreciação e Amortização	-	(12)	12	-
Resultado Financeiro	6	4	2	65,5%
IR/CS	(0)	(5)	4	-93,1%
Lucro Líquido	1	21	(21)	-97,6%

A redução na **Receita Líquida**, bem como nos **Custos e Despesas Operacionais**, ocorreram devido ao encerramento dos contratos de energia, no final de 2024. A **Depreciação e Amortização** tiveram redução pela mesma razão. O aumento na **Receita Financeira Líquida**

é explicado pela aplicação do saldo em caixa. Ademais, o **Imposto de Renda e Contribuição Social** registaram redução.

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Receitas	34	33	1	3,5%
Despesas	(152)	(164)	12	-7,5%
Resultado Financeiro	(117)	(131)	14	-10,3%

Análise Gerencial

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(89)	(106)	17	-16,1%
Marcação a mercado	(1)	(5)	3	-70,8%
Outras receitas e despesas	(27)	(21)	(7)	31,8%
Resultado Financeiro	(117)	(131)	14	-10,3%

As despesas financeiras líquidas reduziram principalmente por conta da diminuição no saldo da dívida em CDI, que afetou as **Despesas com a dívida líquida**.

EBITDA e Lucro Líquido

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	400	475	(75)	-15,7%
Depreciação e Amortização	219	219	(0)	-0,2%
Resultado Financeiro	117	131	(14)	-10,3%
Imposto de Renda / Contribuição Social	119	130	(12)	-8,8%
EBITDA	855	955	(100)	-10,5%

O efeito extraordinário de ajuste a valor justo de Paulista Lajeado (-R\$ 54 milhões) e o fim dos contratos da Epasa e das biomassas foram os principais impactos no **EBITDA** do trimestre.

Esta piora do EBITDA foi refletida no desempenho do **Lucro Líquido** no período.



3.3) SEGMENTO DE TRANSMISSÃO

3.3.1) Portfólio

Contrato de Concessão	Início da Concessão	Final da Concessão	Participação CPFL-T	Índice de Reajuste	RAP 2024-2025¹ (R\$ milhões)	RAP Prevista 2024-2025 (R\$ milhões)	Km de Rede	Categoria dos Projetos	Revisão Tarifária	Próxima Revisão
CONTRATO 055/01	31/12/2002	31/12/2042	100%	IPCA	856	212	5.829	Categoria 1	1ª RTP - 2018 2ª RTP - 2024	3ª RTP - 2028
SUL II	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	44	-	75	Categoria 3	1ª RTP - 2024	2ª RTP - 2029
TESB	27/07/2011	27/07/2041	98%	IPCA	43	-	98	Categoria 3	1ª RTP - 2016 2ª RTP - 2021	3ª RTP - 2026
SUL I	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	34	-	307	Categoria 3	1ª RTP - 2024	2ª RTP - 2029
CONTRATO 080/02	18/12/2002	18/12/2032	100%	IGP-M	20	-	127	Categoria 2	Não tem	
MORRO AGUDO	24/03/2015	24/03/2045	100%	IPCA	20	-	-	Categoria 3	Val passar	1ª RTP - 2025
PIRACICABA	24/02/2013	24/02/2043	100%	IPCA	17	-	-	Categoria 3	1ª RTP - 2018 2ª RTP - 2024	3ª RTP - 2028
CONTRATO 004/01 (CAC 3)	31/03/2021	31/03/2051	100%	IPCA	12	-	-	Categoria 3	Val passar	1ª RTP - 2026
MARACANAÚ	21/09/2018	21/09/2048	100%	IPCA	11	-	-	Categoria 3	1ª RTP - 2024	2ª RTP - 2029
ETAU²	18/12/2002	18/12/2032	10%	IGP-M	54	-	188	Categoria 2	-	-
TPAE²	19/11/2009	19/11/2039	10%	IPCA	11	-	12	Categoria 3	-	-

Notas:

(1) Valor homologado descontando a Parcela de Ajuste (PA);

(2) Projetos consolidados por equivalência patrimonial;

(3) Postergada para 2024.

3.3.2) Desempenho Operacional

ENS – Energia Não Suprida | MWh

O indicador de Energia Não Suprida (ENS) consiste na análise do quantitativo da energia interrompida por indisponibilidade de ativos de Transmissão e, portanto, constata o impacto efetivo da indisponibilidade para a sociedade.

MWh	1T25	1T24	Δ MWh	Δ %
ENS	425,9	367,3	58,6	16,0%

O aumento do ENS ocorreu principalmente devido a dois eventos de desligamentos ocorridos em janeiro e fevereiro.

PVd – Parcela Variável Descontada

A Parcela Variável Descontada (PVd) consiste na relação percentual dos descontos de Parcela Variável efetivados sobre a base do Faturamento Mensal da Transmissora. Tais dados são disponibilizados mensalmente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

%	1T25	1T24	Δ %
PVd	1,171%	-1,099%	-

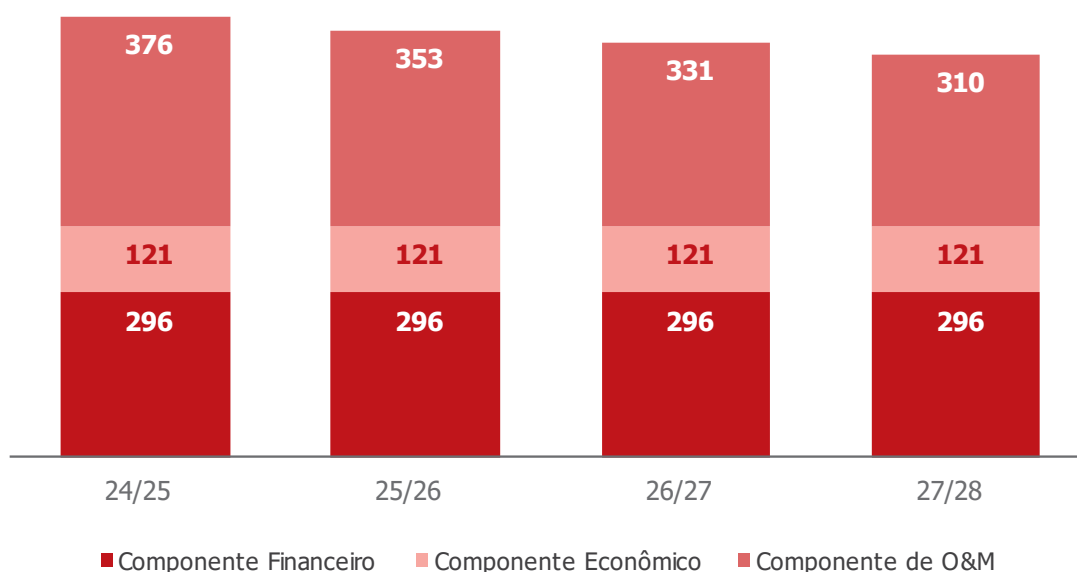
Cabe ressaltar que em 2024 obtivemos liminar para a devolução de descontos referentes a desligamentos ocorridos em 2022, o que afetou a base de comparação. O 1T25, comparado ao 4T24, apresentou uma queda de 36%, fruto de diminuição de falhas de equipamentos.

3.3.3) Temas Regulatórios

Fluxo de Recebimento da RBSE¹

A Parcela da Receita Anual Permitida (RAP) correspondente aos ativos pertencentes à Rede Básica do Sistema Existente – RBSE é a indenização dos ativos não amortizados, no contexto da renovação das concessões de Transmissão, nos termos da Lei nº 12.783/2013. O fluxo de recebimento para a receita desses ativos pertencentes ao Contrato de Concessão nº 055/2001 da CPFL Transmissão são demonstrados abaixo. Cabe destacar que o fluxo do componente financeiro foi considerado conforme reperfilamento estabelecido pela ANEEL a partir do ciclo 2021-2022, após a homologação do resultado da RTP das Transmissoras (REH nº 2.851/2021). Já o fluxo do componente econômico e o valor de O&M foram estabelecidos na REH nº 3.344/2024, que tratou da Revisão Tarifária Periódica (RTP) das transmissoras.

Fluxo de Recebimento – Componentes Financeiro¹, Econômico² e O&M² | R\$ milhões



Nota: (1) Valores do gráfico estão na data base Junho/2024 e devem ser atualizados por IPCA anualmente. (2) Valores sem data definida para acabar (acaba somente na baixa ou substituição do ativo).

Revisão Tarifária Periódica ("RTP")

O Contrato de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica nº 055/2001-ANEEL, celebrado entre a União e a CPFL Transmissão, foi prorrogado nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, definindo em sua cláusula oitava as regras de revisão suficientes para manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

A segunda RTP estava prevista para ocorrer em 1º de julho de 2023. Entretanto, assim como ocorreu com a 1ª RTP, houve a postergação, com o processo sendo concluído em 12/07/2024 com a publicação da REH ANEEL nº 3.344/2024, que homologou o resultado definitivo da RTP de 2023 da RAP, associada ao Contrato de Concessão nº 055/2001. Assim, o índice de

reposicionamento definitivo das receitas foi uma redução de 14,7%³.

Quanto ao Componente Econômico do RBSE, o qual refere-se à remuneração pelo custo de capital dos ativos ainda não depreciados, conforme é possível verificar na tabela abaixo, no item Baixas e Depreciação RTP 2023 RBSE, percebe-se a queda decorrente da depreciação dos ativos durante o período da atual revisão tarifária.

Em relação ao Componente Financeiro da RBSE, destaca-se que este não foi escopo da RTP de 2023. O processo encontra-se aguardando deliberação da Diretoria Colegiada da ANEEL, enquanto a CPFL Transmissão, em conjunto com outras Transmissoras afetadas, continua atuando proativamente neste processo.

Considerando as concessionárias licitadas, registra-se que as concessionárias Maracanaú, Sul I e Sul II também passaram por Revisão Tarifária, com índice de reposicionamento de aproximadamente 2,9%.

Revisão Tarifária do contrato de concessão prorrogado nos termos da Lei nº 12.783/2013:

Contratos	REH 3.216/2023	RBSE Financeiro (fora do escopo RTP)	Trajetória CAOM	Baixas e Depreciação RTP 2023 RBSE	Baixas e Depreciação RTP 2023 RBNI	Incremental RTP 2023	Outros	REH 3.344/2024 Receita Homologada
055/2001	1.122,0	-284,2	-16,6	-85,7	-55,0	28,3	-4,1	704,7

* Valores expressos em R\$ milhões.

Revisão Tarifária dos contratos de concessão licitados:

Contratos	REH 3.216/2023	Índice de Reposicionamento	REH 3.344/2024 Receita Homologada
020/2018	10.658,8	2,96%	10.974,3
005/2019	34.856,1	2,93%	35.878,0
011/2019	44.776,5	2,93%	46.088,2

* Valores expressos em R\$ mil.

Reajuste Tarifário Anual ("RTA")

De acordo com a REH ANEEL nº 3.348/2024, para o ciclo de 2024-2025, de 01/07/2024 a 30/06/2025, a Receita (RAP) somada à Parcela de Ajuste (PA) do **Contrato de Concessão nº 055/2001**, totaliza cerca de R\$ 856 milhões, líquida de PIS e COFINS, com destaque para:

- Os dados contemplam os efeitos da RTP 2023, finalizada em julho/2024, incluindo trajetória da Receita (CAOM) estabelecida também no processo de RTP 2023;
- Correção monetária pelo IPCA, em relação ao ciclo 2023-2024;
- Desconto da Parcela de Ajuste (PA), cujo impacto negativo se deve principalmente (i) ao resultado da RTP 2023, o qual contempla os efeitos da receita recebida durante o ciclo 2023-2024, que ainda não havia sido revisada (PA Postergação), e (ii) à reversão das diferenças das parcelas de RAP em função da não aplicação, pela ANEEL, do laudo correto fiscalizado para fins de estabelecimento da RAP na RTP 2018 ("Erro Material"). Este último, em sede de autotutela administrativa;
- Reforços e Melhorias de "pequeno porte" que entraram em operação comercial ao longo do ciclo de RTP 2018-2023 e foram avaliados na RTP 2023;

³ O Índice de Reposicionamento corresponde à variação nominal em relação à receita vigente no ano anterior (2022-2023) ao da Revisão (2023-2024). Não considera o financeiro da RBSE.

- (v) Reforços e Melhorias que entraram em operação comercial durante o ciclo 2023-2024 e incrementaram a receita da transmissora (novos investimentos).

Destaca-se que, em relação ao Componente Financeiro da RBSE, este não sofreu alteração em seu valor, sendo somente aplicada a atualização pelo IPCA, já que seu processo se encontra em análise pela agência reguladora.

Reajuste Tarifário Anual do contrato de concessão prorrogado nos termos da Lei nº 12.783/2013:

Contratos	REH 3.344/2024 Resultado da RTP	RBSE Financeiro	Trajetória CAOM	Novos Investimentos	Indexador (IPCA)	REH 3.348/2024 Receita Homologada	PA RTA 2023	REH 3.348/2024
055/2001	704,7	284,2	-22,3	29,3	33,7	1.029,6	-173,6	856,0

* Valores expressos em R\$ milhões.

Quanto aos contratos licitados, de acordo com a REH ANEEL nº 3.348/2024, para o ciclo de 2024-2025, de 01/07/2024 a 30/06/2025 o valor da RAP total, somada à Parcela de Ajuste alcança aproximadamente R\$ 200 milhões.

Reajuste Tarifário Anual 2024:

Contratos	REH 3.216/2023	Entrada em operação	Indexador (IPCA ou IGP-M)	Impacto do Reposicionamento da RTP	REH 3.348/2024 Receita	PA RTA 2023	REH 3.348/2024
080/2002	21.435,2	-	-72,5	-	21.362,7	-925,9	20.436,8
001/2011	37.230,4	6.913,6	1.733,1		45.877,1	-2.654,5	43.222,6
003/2013	15.428,5	-	628,6	584,1	16.641,2	435,9	17.077,1
020/2018	10.658,8	-	315,5	-99,2	10.974,3	-85,5	10.888,8
006/2015	19.059,0	-	748,3	-	19.807,3	-195,0	19.612,3
005/2019	34.856,1	-	1.355,3	-333,4	35.878,0	-1.504,5	34.373,5
011/2019	43.186,5	1.590,0	1.311,7	-429,4	46.088,2	-2.316,5	43.771,7
004/2021	-	10.739,2	421,7	-	11.160,9	521,2	11.682,1

* Valores expressos em R\$ mil.

Em relação ao **Contrato de Concessão nº 004/2021 (Cachoeirinha 3)**, a transmissora concluiu as obras objeto do Contrato de Concessão.

3.3.4) Desempenho Econômico-Financeiro | Regulatório



Disclaimer: Este item contém os resultados regulatórios (Demonstrações Contábeis Regulatórias destinadas ao reporte para a ANEEL, agência reguladora do setor elétrico) e, portanto, possui apenas fins de análise do desempenho regulatório/gerencial, seguindo as práticas do mercado para negócios de transmissão.

Assim, este não serve como reporte oficial da Companhia para a Comissão de Valores Mobiliários (CVM), que segue estrita e rigidamente os padrões contábeis internacionais do IFRS.

Os valores não foram auditados e ainda estão sujeitos a alterações.

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	331	398	(67)	-16,7%
Receita Operacional Líquida	280	327	(47)	-14,4%
PMSO, Previdência e PDD	(84)	(77)	(7)	9,0%
Equivalência Patrimonial	2	3	(2)	-43,6%
EBITDA	198	253	(55)	-21,9%
Depreciação e Amortização	(45)	(29)	(16)	55,6%
Resultado Financeiro	(113)	(80)	(33)	41,8%
<i>Receitas Financeiras</i>	12	16	(4)	-25,2%
<i>Despesas Financeiras</i>	(125)	(96)	(29)	30,8%
Lucro Antes da Tributação	39	144	(105)	-72,7%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(5)	(27)	22	-79,7%
Lucro Líquido	34	117	(83)	-71,1%

Receita Operacional

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Contrato de Concessão 055/2001	277	348	(70)	-20,2%
Sul II	12	11	1	8,7%
TESB	12	10	2	20,5%
Sul I	9	9	(0)	-1,2%
Contrato de Concessão 080/2002	5	5	(0)	-4,9%
Morro Agudo	5	6	(0)	-4,5%
Piracicaba	5	4	1	18,8%
Maracanaú	3	3	(0)	-0,3%
Contrato de Concessão 004/2001 (CAC 3)	3	2	1	30,7%
Encargos Regulatórios	(24)	(37)	13	-35,4%
Receita Bruta	331	398	(67)	-16,7%
Deduções da Receita	(51)	(71)	20	-27,6%
Receita Líquida	280	327	(47)	-14,4%

A redução percebida na **receita operacional** é devido aos efeitos da revisão tarifária para o ciclo

2024-2025, aplicada a partir de julho de 2024.

Custos e Despesas de O&M | PMSO e Depreciação/Amortização

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Pessoal	35	32	3	10,1%
Material	3	(3)	6	-
Serviços de Terceiros	27	21	5	25,1%
Entidade de Previdência Privada	10	18	(8)	-44,9%
Outros	10	9	1	9,3%
<i>PDD</i>	<i>2</i>	<i>(1)</i>	<i>3</i>	<i>-</i>
<i>Despesas Legais e Judiciais</i>	<i>12</i>	<i>14</i>	<i>(2)</i>	<i>-11,7%</i>
<i>Provisões</i>	<i>5</i>	<i>0</i>	<i>5</i>	<i>-</i>
<i>Outros</i>	<i>(10)</i>	<i>(4)</i>	<i>(6)</i>	<i>135,8%</i>
PMSO	84	77	7	9,0%
Depreciação e Amortização	45	29	16	55,6%
PMSO, depreciação e amortização	129	106	23	21,7%

O **PMSO** foi afetado principalmente por:

- └ Aumento em despesas com serviços de terceiros (-R\$ 5 milhões) – principalmente em gastos ambientais;
- └ Aumento da Provisão para Devedores Duvidosos (PDD) (-R\$ 3 milhões).

Em relação à depreciação, houve um aumento em função da revisão tarifária ocorrida em 2024, quando a ANEEL recalculou a taxa de depreciação dos ativos e reconheceu novos que entraram no ciclo.

EBITDA

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Lucro Líquido	34	117	(83)	-71,1%
Depreciação e Amortização	45	29	16	55,6%
Resultado Financeiro	113	80	33	41,8%
Imposto de Renda / Contribuição Social	5	27	(22)	-79,7%
EBITDA	198	253	(55)	-21,9%

A redução no **EBITDA** se deve principalmente a uma menor receita conforme explicado anteriormente.

Índice

CPFL Energia

Distribuição

Geração

Transmissão

Comercialização
e Serviços

Anexos

Resultado Financeiro

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Despesas com a dívida líquida	(121)	(62)	(59)	95,7%
Marcação a Mercado	(4)	(21)	17	-82,5%
Outras receitas e despesas	11	2	9	501,6%
Resultado Financeiro	(113)	(80)	(33)	41,8%

Houve uma piora do **Resultado Financeiro**, devido principalmente a:

- └ Aumento das despesas com dívida, fruto das novas emissões ocorridas ao longo de 2024 (-R\$ 46 milhões);
- └ Gastos com novas captações (-R\$ 8 milhões);
- └ Aumento de despesas fruto do aumento do indexador da dívida (CDI), saindo de 2,62% no 1T24 para 2,94% do 1T25 (-R\$ 5 milhões);

Parcialmente compensado por:

- └ Ganho na marcação à mercado das dívidas, especialmente as novas captações, fruto de uma redução no spread de risco (+R\$ 17 milhões);
- └ Outros (+R\$ 9 milhões).

Lucro Líquido

Houve uma redução no **Lucro Líquido**, devido a uma menor receita (RAP) causada pela aplicação da revisão tarifária do ciclo 2024-2025 e à piora no resultado financeiro.

3.3.5) Desempenho Econômico-Financeiro | IFRS

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	657	493	164	33,2%
Receita Operacional Líquida	604	422	182	43,1%
Receita Operacional Líquida (ex-rec. construção)	379	297	82	27,5%
PMSO, Previdência e PDD	(85)	(81)	(4)	5,4%
Custos com construção de infraestrutura	(160)	(88)	(72)	82,2%
Equivalência Patrimonial	2	3	-1	-41,2%
EBITDA¹	360	256	104	40,6%
Depreciação e Amortização	(9)	(11)	2	-18,2%
Resultado Financeiro	(113)	(81)	(32)	39,3%
<i>Receitas Financeiras</i>	12	14	(3)	-18,0%
<i>Despesas Financeiras</i>	(125)	(96)	(29)	30,7%
Lucro Antes da Tributação	238	163	74	45,3%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(57)	(39)	(19)	47,5%
Lucro Líquido	180	125	56	44,6%

Nota: (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.



3.4) SEGMENTOS DE COMERCIALIZAÇÃO E SERVIÇOS

3.4.1) Desempenho Econômico-Financeiro

Comercialização

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	739	550	189	34,3%
Receita Operacional Líquida	636	463	173	37,4%
Custo com Energia Elétrica	(619)	(404)	(215)	53,3%
PMSO, Previdência e PDD	(35)	(16)	(20)	125,1%
EBITDA¹	(18)	44	(62)	-
Depreciação e Amortização	(2)	(1)	(0)	1,8%
Resultado Financeiro	(6)	(6)	(1)	10,4%
<i>Receitas Financeiras</i>	6	20	(13)	-67,5%
<i>Despesas Financeiras</i>	(12)	(25)	13	-50,2%
Lucro Antes da Tributação	(26)	37	(63)	-
Imposto de Renda e Contribuição Social	(3)	(7)	4	-54,4%
Lucro (prejuízo) Líquido	(29)	29	(59)	-

Nota: (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.

O **EBITDA** foi impactado pela menor margem e pela inadimplência (PDD) de algumas comercializadoras (contrapartes no mercado) que entraram em recuperação judicial.

Serviços

R\$ Milhões	1T25	1T24	Δ R\$	Δ %
Receita Operacional Bruta	329	321	8	2,5%
Receita Operacional Líquida	302	296	7	2,3%
PMSO, Previdência e PDD	(229)	(212)	(17)	8,0%
EBITDA¹	73	83	(10)	-12,3%
Depreciação e Amortização	(15)	(15)	0	-0,9%
Resultado Financeiro	0	5	(4)	-94,4%
<i>Receitas Financeiras</i>	3	6	(3)	-49,0%
<i>Despesas Financeiras</i>	(3)	(2)	(1)	65,8%
Lucro Antes da Tributação	59	73	(14)	-19,7%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(12)	(19)	7	-35,3%
Lucro Líquido	46	54	(8)	-14,2%

Nota: (1) O EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização.



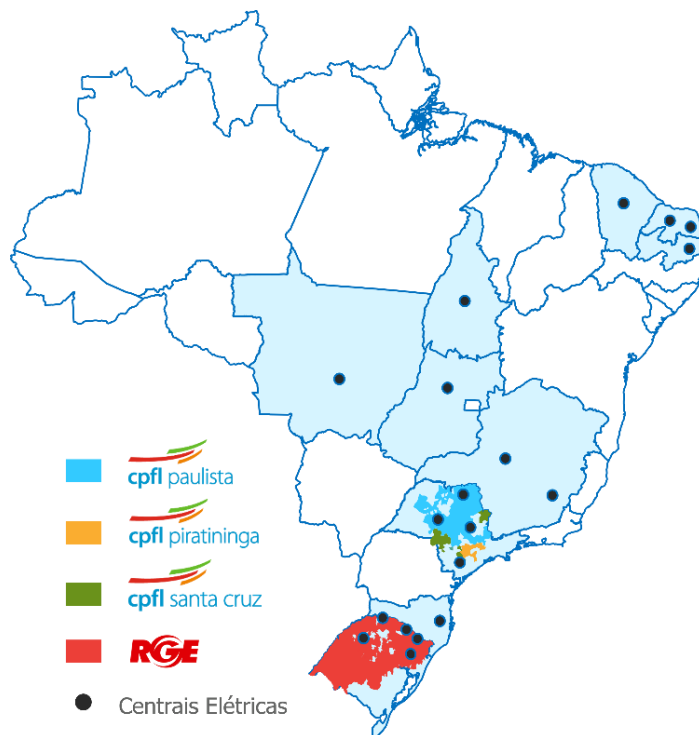
Perfil da Empresa e Estrutura Societária

Área de Atuação

A CPFL Energia atua nos segmentos de Geração, Transmissão, Distribuição, Comercialização e Serviços.

A CPFL é a maior distribuidora em volume de energia vendida, com 13% de participação no Brasil, atendendo cerca de 10,7 milhões de clientes em 687 municípios. Com 4.254 MW de capacidade instalada, está entre as maiores geradoras do país, com 96% do portfólio em geração proveniente de fontes renováveis.

O grupo atua de forma relevante também no segmento de transmissão, com potência instalada de 15,9 mil MVA e mais de 6 mil quilômetros de linhas de transmissão. Conta ainda com uma operação nacional por meio da CPFL Soluções, fornecendo soluções integradas em gestão e comercialização de energia, eficiência energética, geração distribuída, infraestrutura energética e serviços de consultoria. Para acessar o Mapa de Atuação detalhado, [clique aqui](#).



Estratégia de Crescimento

Para saber sobre o Planejamento Estratégico e as Vantagens Competitivas da CPFL Energia, acessar o [site de RI](#).

Estrutura Societária e Governança Corporativa

A CPFL Energia atua como holding, participando no capital de outras sociedades. A State Grid Corporation of China (SGCC) controla a CPFL Energia por meio de suas subsidiárias State Grid International Development Co. Ltd, State Grid International Development Limited (SGID), International Grid Holdings Limited, State Grid Brazil Power Participações S.A. (SGBP) e ESC Energia S.A.

As diretrizes e o conjunto de documentos relativos à governança corporativa estão disponíveis no [site de RI](#).



STATE GRID
CORPORATION OF CHINA

83,71%



Free Float

16,29%

Distribuição	Geração	Transmissão	Comercialização
cpfl paulista 100% cpfl piratininga 100% cpfl santa cruz 100% RGE ¹ 100% Uma empresa CPFL Energia	Jaguari 100% Geração Paulista Lajeado 59,93% Investco 5,94% cpfl geração 100% Ceran 65% Cia Energética Rio das Amas Enercan 52,12% Companhia Noroeste Energia S.A. Epasa 53,34% Companhia Eletrobras de Paraíba S.A. Foz do Chapecó 51% Foz do Chapecó Energia S.A. CPFL RENOVÁVEIS ² BAESA 25,01% Energética Barra Grande S.A. Demais controladas UHE Serra da Mesa* (*) Não se trata de participação societária, apenas do direito de comercialização de 51,54% da disponibilidade da potência e de energia da UHE Serra da Mesa, referente ao Contrato de Suprimento de Energia entre a CPFL Renováveis e Eletrobras.	cpfl transmissão ³ 100% CPFL Piracicaba ⁴ 100% CPFL Morro Agudo ⁴ 100% CPFL Maracanaú ⁴ 100% CPFL Sul I ⁴ 100% CPFL Sul II ⁴ 100%	CPFL Brasil ⁵ 100% CPFL Sul Geradora 99,95% CPFL Brasil Varejista 100% CPFL Meridional 100% CPFL Planalto 100% Serviços CPFL Serviços ⁵ 100% CPFL GD 100% cpfl atende 100% alesta ⁶ 100% cpfl total 100% cpfl finanças 100% cpfl infra 100% cpfl pessoas 100% cpfl supre 100%

Base: 30/04/2025

Notas:

- (1) A RGE é controlada pela CPFL Energia (89,0107%) e pela CPFL Brasil (10,9893%);
- (2) A CPFL Renováveis é controlada pela CPFL Energia (51,00%) e pela CPFL Geração (49,00%);
- (3) A CPFL Transmissão é controlada pela CPFL Brasil (100%);
- (4) CPFL Soluções = CPFL Brasil + CPFL Serviços;
- (5) A Alesta é controlada pela CPFL Energia (99,99%) e pela CPFL Brasil (0,01%).

Política de Distribuição de Dividendos

A Política de Distribuição de Dividendos da CPFL Energia estabelece diretrizes, critérios e procedimentos para a distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio aos acionistas da Companhia, de acordo com a sua geração de caixa, sem comprometer o seu crescimento e sua necessidade de investimentos. A política está disponível no [site de RI](#).





1Q25 Results

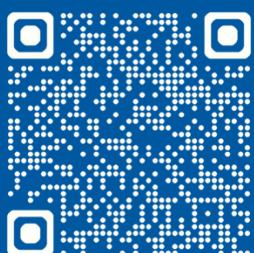
Energy for a more
sustainable future

VIDEOCONFERENCE
May 16th, 2025

Time: 11:00 am (BRT) | 10:00 am (ET)

Videoconference in Portuguese with
simultaneous translation into English

[Click here](#) or use the QR Code





Message from the CEO

We have started a new year full of challenges and expectations. This quarter, once again, we achieved consistent operational and financial performance in all our segments, reaching an EBITDA of R\$ 3.85 billion and net income of R\$ 1.62 billion.

In the Distribution segment, energy sales in the concession area increased 1.6%, notably in the residential and industrial segments, which grew 2.7% and 1.3%, respectively, driven by vegetative growth and macroeconomic effects. In addition, we improved our allowance for doubtful accounts by approximately 31% compared to the same period last year.

In the Generation segment, wind energy generation increased by 5.0% compared to 2024, despite generation constraints. Curtailment prevented generation from increasing by an additional 22%, resulting in a R\$47 million impact on EBITDA in 1Q25.

Regarding Capex, this quarter we invested a total of R\$1.2 billion, marking an increase of 13.2%. Approximately 82% of this amount was allocated to the Distribution segment. Our estimated capex for the year continues to be R\$ 6.5 billion.

Additionally, by maintaining our financial discipline, we ended the quarter with a cash position of R\$ 4.1 billion and a cash coverage ratio of 0.97 times short-term amortizations. CPFL Energia's net debt stood at 2.04 times EBITDA, in accordance with the financial covenants' measurement criteria.

On April 26, 2025, at the Shareholders' Meeting, the allocation of 2024 net income was approved, including the payment of dividends totaling R\$ 3.22 billion, or R\$ 2.79 per share. The payment will be made by December 31, 2025, on a specific date to be announced to shareholders and the market in due course. The Company continues to pursue a strategy that balances growth with the distribution of dividends.

With regard to ESG, I am pleased to announce that at the end of March we released another edition of our Annual Sustainability Report, with an overview of our best practices included in our 24 commitments made under the 2030 ESG Plan, now with the addition of our new climate resilience commitment.

Finally, I would like to emphasize that we are making progress in the process of extending our main distribution concessions and now we are awaiting the necessary approvals from the regulatory agency and the Ministry of Mines and Energy (MME). We remain confident that the strategy outlined for the Group is built on solid foundations, including financial discipline, investments aimed at achieving efficiency and excellence in the services provided to all our clients, a focus on financial results and value creation for our shareholders and investors, and the sustainability of our business activities.

Gustavo Estrella

Presidente da CPFL Energia

Key Indicators

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Load in the Concession Area - GWh	19,745	19,421	324	1.7%
Sales within the Concession Area - GWh	18,917	18,625	292	1.6%
<i>Captive Market</i>	<i>10,469</i>	<i>11,054</i>	<i>(585)</i>	<i>-5.3%</i>
<i>Free Client</i>	<i>8,449</i>	<i>7,571</i>	<i>878</i>	<i>11.6%</i>
Gross Operating Revenue	15,410	14,987	423	2.8%
Net Operating Revenue	10,655	10,166	489	4.8%
EBITDA⁽¹⁾	3,852	3,865	(14)	-0.4%
<i>Distribution</i>	<i>2,532</i>	<i>2,536</i>	<i>56</i>	<i>2.2%</i>
<i>Generation</i>	<i>855</i>	<i>955</i>	<i>(100)</i>	<i>-10.5%</i>
<i>Transmission</i>	<i>360</i>	<i>256</i>	<i>104</i>	<i>40.6%</i>
<i>Commercialization, Services & Others</i>	<i>45</i>	<i>118</i>	<i>(74)</i>	<i>-62.4%</i>
Net Income	1,615	1,755	(140)	-8.0%
<i>Distribution</i>	<i>1,094</i>	<i>1,158</i>	<i>(64)</i>	<i>-5.5%</i>
<i>Generation</i>	<i>400</i>	<i>475</i>	<i>(75)</i>	<i>-15.7%</i>
<i>Transmission</i>	<i>180</i>	<i>125</i>	<i>56</i>	<i>44.6%</i>
<i>Commercialization, Services & Others</i>	<i>(58)</i>	<i>(2)</i>	<i>(57)</i>	<i>3117.6%</i>
Net Debt⁽²⁾	26,530	25,563	967	3.8%
Net Debt / EBITDA ⁽²⁾	2.04	1.93	0.11	5.8%
Investments ⁽³⁾	1,238	1,094	144	13.2%
Stock Performance	37.70	34.81	2.89	8.3%
Daily Average Volume	78	72	6	8.3%

Notes:

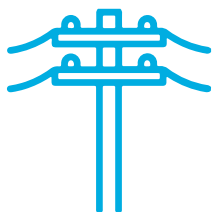
- (1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result, depreciation/amortization, as CVM Resolution no. 156/22. See the calculation in item 2.1 of this report;
- (2) In financial covenants criteria, which considers CPFL Energia's stake in each generation projects and in CPFL Transmissão;
- (3) Does not include special obligations.



The data disclosed in this release, as well as further details, are available in Excel, in CPFL Energia's **Historical Information Base**, available in the IR website. To access, [click here](#).

In case of doubts, [Talk to IR](#).

Highlights



Load in the concession area¹
+1.7%



Distribution Delinquency
-31.1%
and ADA/revenue ratio² of **0.87%**



EBITDA
R\$ 3,852
million (-0.4%)



Net Income
R\$ 1,615
million (-8.0%)



Net Debt
R\$ 26.5
billion with a leverage of **2.04x** (Net Debt/EBITDA³)



CAPEX
R\$ 1,238
million (+13.2%)



In the **Renewal of Concessions** process, the distributors **RGE, CPFL Paulista** and **CPFL Piratininga** submitted to Aneel manifest with the intention to early extend the concessions



Our distributors were recognized by the **ANEEL Consumer Satisfaction Award**. **CPFL Santa Cruz** was elected for the 4th consecutive year, as the **best Disco in the Southeast** region and **RGE** won **1st place in South** region, for the 3rd consecutive year



We released the **Sustainability Annual Report** with the Results of our **yearly practices** and the **ESG commitments**

1) Load net of losses; 2) Revenue from energy sales; 3) In the financial covenants criteria.

Contents

1) CPFL ENERGIA ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE	6
1.1) Economic-Financial Performance	6
1.2) Indebtedness	11
1.2.1) Financial Debt in IFRS Criteria	11
1.2.2) Debt in Financial Covenants Criteria	12
1.3) Investments	13
1.3.1) Actual Investments by Segment	13
1.3.2) Investment Forecast	13
2) SUSTAINABILITY AND ESG INDICATORS	14
2.1) ESG Plan 2030	14
2.2) Key ESG Indicators aligned to the Plan	15
3) PERFORMANCE OF BUSINESS SEGMENTS	17
3.1) DISTRIBUTION SEGMENT	17
3.1.1) Operational Performance	17
3.1.1.1) Load Net of Losses Concession Area	17
3.1.1.2) Energy Sales Concession Area	17
3.1.1.3) Delinquency	18
3.1.1.4) Losses	19
3.1.1.5) SAIDI and SAIFI	19
3.1.2) Tariff Events	20
3.1.3) Economic-Financial Performance	21
3.2) GENERATION SEGMENT	27
3.2.1) Operational Performance	27
3.2.2) Economic-Financial Performance	28
3.3) TRANSMISSION SEGMENT	32
3.3.1) Portfolio	32
3.3.2) Operational Performance	32
3.3.3) Regulatory Themes	33
3.3.4) Economic-Financial Performance Regulatory	36
3.3.5) Economic-Financial Performance IFRS	38
3.4) COMMERCIALIZATION AND SERVICES SEGMENTS	38
3.4.1) Economic-Financial Performance	39
4) ATTACHMENTS	40

1) CPFL ENERGIA ECONOMIC-FINANCIAL PERFORMANCE

1.1) Economic-Financial Performance

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	15,410	14,987	423	2.8%
Net Operating Revenue	10,655	10,166	489	4.8%
Net Operating Revenue (ex-rev. from infrastructure)	9,498	9,143	355	3.9%
Cost of Electric Power	(4,623)	(4,329)	(294)	6.8%
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(1,176)	(1,091)	(86)	7.9%
Costs of Building the Infrastructure	(1,065)	(973)	(93)	9.5%
Equity Income	61	92	(31)	-33.9%
EBITDA¹	3,852	3,865	(14)	-0.4%
Depreciation and Amortization	(590)	(566)	(24)	4.2%
Financial Income (Expense)	(869)	(816)	(53)	6.5%
<i>Financial Revenues</i>	<i>387</i>	<i>417</i>	<i>(29)</i>	-7.0%
<i>Financial Expenses</i>	<i>(1,257)</i>	<i>(1,233)</i>	<i>(24)</i>	2.0%
Income Before Taxes	2,392	2,483	(91)	-3.7%
Income Tax / Social Contribution	(777)	(728)	(49)	6.7%
Net Income	1,615	1,755	(140)	-8.0%

Note: (1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial results and depreciation/amortization.

Non-cash effects, extraordinary items and others

We highlight below the non-cash effects, extraordinary items and others of greater relevance observed in the periods analyzed, as a way to facilitate the understanding of the variations in the Company's results.

EBITDA effects R\$ million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Non-cash effects (recurrent)				
Adjustments in the concession financial assets (VNR)	486	384	101	26.4%
Legal and judicial expenses	(54)	(53)	(2)	3.0%
Assets write-off	(42)	(27)	(15)	54.7%
Extraordinary items				
Lajeado Fair Value Adjustments (non-cash effect)	8	62	(54)	-86.5%

Extraordinary items explanation

- Lajeado Fair Value Adjustments (non-cash effect): Positive effect of R\$ 8 million in 1Q25, compared to a positive effect of R\$ 62 million in 1Q24, due to the remeasurement at fair value in the investment recorded in Paulista Lajeado;

Other relevant numbers for result analysis

EBITDA effects Transmission Segment	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
EBITDA IFRS	360	256	104	40.6%
EBITDA Regulatory	198	253	(55)	-21.9%
Difference IFRS (-) Regulatory	162	3		

Financial results effect R\$ million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Late payment interest and fines	123	119	4	3.3%
Debt Mark-to-market (MTM)	23	(138)	161	-

The financial result it is worth noting the following effect:

- Debt Mark-to-market (MTM): we had a gain related to new funding in this quarter, in addition to the positive variation resulting from a smaller reduction in the risk spread curve in this quarter, compared to last year.

Net Operating Revenue by Segment

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Distribution	8,769	8,611	158	1.8%
Generation	1,062	1,076	(14)	-1.3%
Transmission	604	422	182	43.1%
Commercialization	636	463	173	37.4%
Services	302	296	7	2.3%
Elimination and Others	(719)	(702)	(17)	2.4%
Net Operating Revenue	10,655	10,166	489	4.8%

In the Distribution segment, higher revenue with energy sales (Captive + TUSD) along with adjustments to the Concession's Financial Asset increased total revenues.

For further details about the variation in net operating revenue by segment, see **Chapter 3 – Performance of Business Segments**.

Cost of Electric Energy

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Itaipu	531	494	37	7.5%
PROINFA	135	92	44	47.5%
Auction, Bilateral Contracts and Spot Market	3,103	2,688	415	15.4%
PIS and COFINS Tax Credit	(328)	(284)	(43)	15.3%
Cost of Electric Power Purchased for Resale	3,441	2,990	452	15.1%
National Grid Charges	1,033	1,068	(35)	-3.2%
Itaipu Transmission Charges	72	103	(31)	-30.2%
Connection Charges	26	28	(2)	-5.8%
Charges for the Use of the Distribution System	11	11	0	4.0%
ESS / EER	158	276	(117)	-42.6%
PIS and COFINS Tax Credit	(119)	(145)	26	-18.1%
Charges	1,181	1,339	(158)	-11.8%
Cost of Electric Energy	4,623	4,329	294	6.8%

There was an increase in **Costs with Energy Purchased for Resale**, mainly due to the increase in the costs of **Auction, Bilateral Contracts and Spot Market**.

Regarding **Charges for the Use of the Transmission and Distribution System**, the main variation was in **sector charges (ESS/EER)**, due to the **ESS - System Service Charges**, which had a reduced cost mainly due to the retroactive relief generated by the difference in prices between the submarkets of the National Interconnected System (SIN), and in **EER - Reserve Energy Charge** due to the higher PLD applied in contracts' settlement in 1Q25, compared to 1Q24.

About the **National Grid** charges, the perceived variation is due to the adjustment in the TUST in accordance with ANEEL Resolution No. 3,349/24, as of July 2024. These tariffs were lower than the ones from the 2023-2024 cycle, in accordance with ANEEL Resolution No. 3,217/23. The same happened with the Itaipu Transmission Charges, due to the new tariffs determined in ANEEL Resolution No. 3,349/2024, and the new amounts defined in December/24 by dispatch No. 3,836/24.

For further details about the variation in the Cost of Electric Energy, see **Chapter 3 – Performance of Business Segments**.

PMSO

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Personnel	545	527	18	3.4%
Material	126	120	6	5.3%
Outsourced Services	256	221	35	15.9%
Other Operating Costs/Expenses	241	189	52	27.4%
<i>ADA</i>	<i>103</i>	<i>115</i>	<i>(12)</i>	<i>-10.4%</i>
<i>Assets Write-Off</i>	<i>42</i>	<i>27</i>	<i>15</i>	<i>54.7%</i>
<i>Legal and judicial expenses</i>	<i>54</i>	<i>53</i>	<i>2</i>	<i>3.0%</i>
<i>Lajeado Fair Value Adjustments (non-cash effect)</i>	<i>(8)</i>	<i>(62)</i>	<i>54</i>	<i>-86.5%</i>
<i>Others</i>	<i>50</i>	<i>56</i>	<i>(6)</i>	<i>-11.5%</i>
PMSO	1,168	1,056	111	10.5%

The PMSO was impacted by the remeasurement at fair value in the investment recorded in Paulista Lajeado, with positive effects of R\$ 8 million in 1Q25 and R\$ 62 million in 1Q24.

Excluding these items, the PMSO would have an increase of 5.1% (R\$ 57 million) due to the following factors:

- └ **MSO not linked to inflation (increase of R\$ 7 million):** increase in assets write-offs, partially offset by the lower allowance for doubtful accounts (ADA);
- └ **MSO linked to inflation (increase of R\$ 33 million) - main impacts:** higher hardware/software maintenance expenses (R\$ 23 million) and collection actions (R\$ 4 million);
- └ **Personnel (increase of R\$ 18 million):** reflect mainly the salary adjustments resulting from the collective bargaining agreements applied in 2024.

Other operating costs and expenses

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Costs of Building the Infrastructure	1,065	973	93	9.5%
Private Pension Fund	9	34	(25)	-74.6%
Depreciation and Amortization	590	566	24	4.2%
Other operating costs and expenses	1,664	1,573	91	5.8%

EBITDA

EBITDA was impacted by extraordinary effect of the remeasurement at fair value in the investment recorded in Paulista Lajeado. Excluding this effect, the performance would be positive, mainly explained by the better performance of the Distribution segment, with better load in the concession area, and the increase in margin in the Transmission segment.

EBITDA is calculated according to CVM Resolution No. 156/22 and shown in the table below:

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Net Income	1,615	1,755	(140)	-8.0%
Depreciation and Amortization	590	566	24	4.2%
Financial Result	869	816	53	6.5%
Income Tax / Social Contribution	777	728	49	6.7%
EBITDA	3,852	3,865	(14)	-0.4%

Financial Result

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Revenues	387	417	(29)	-7.0%
Expenses	(1,257)	(1,233)	(24)	2.0%
Financial Result	(869)	(816)	(53)	6.5%

Managerial Analysis

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Expenses with the net debt	(953)	(728)	(225)	30.9%
Late payment interest and fines	123	119	4	3.3%
Mark-to-market	23	(138)	161	-
Adjustment to the sectorial financial asset/liability	(20)	(66)	47	-70.2%
Others financial revenues/expenses	(42)	(2)	(40)	1792.6%
Financial Result	(869)	(816)	(53)	6.5%

Net financial expenses increased mainly due to higher **expenses with the net debt**, due to the increase in indexes (IPCA and CDI), higher expenses with new funding and total indebtedness compared to 1Q24, partially offset by the positive effect of **mark-to-market** (new funding and lower loss with spread curve reduction in compared periods).

Net Income

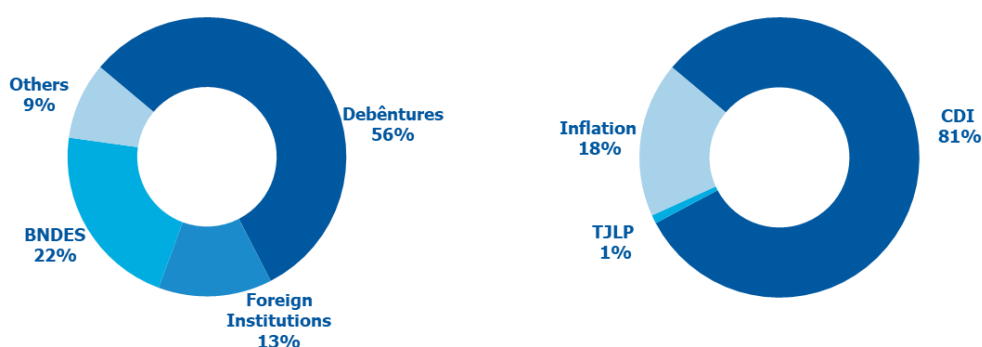
Net Income decreased 8.0%, reflecting mainly the lower **EBITDA** performance of the quarter, higher **net financial expenses** and higher effective tax rate (32.5% in 1Q25 compared to 29.3% in 1Q24).

1.2) Indebtedness

1.2.1) Financial Debt in IFRS Criteria

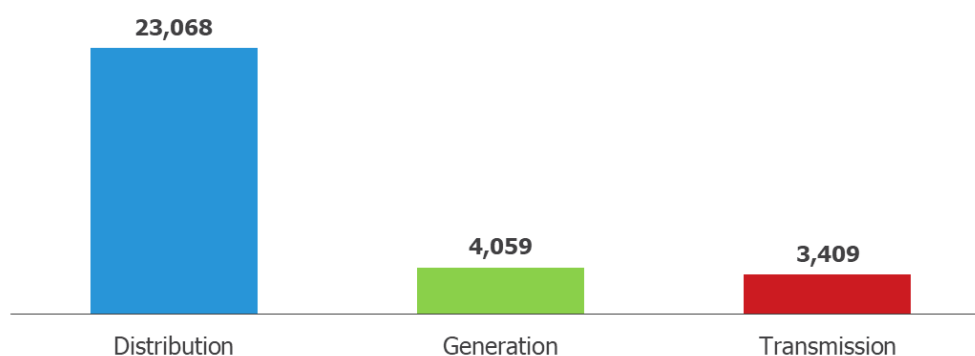
R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Financial Debt (including hedge)	30,536	30,687	152	-0.5%
Available Funds	(4,048)	(5,400)	(1,352)	-25.0%
Net Debt	26,488	25,287	1,200	4.7%
Debt Cost	14.0%	11.1%	-	25.5%

Breakdown by Profile and Indexation | After Hedge



To mitigate any risk of market fluctuations, around R\$ 4.1 billion in debt is protected by **hedge** operations. In order to protect the exchange rate and the rate linked to the contract, **swap** operations were contracted for foreign currency debts (13.2% of total IFRS debts).

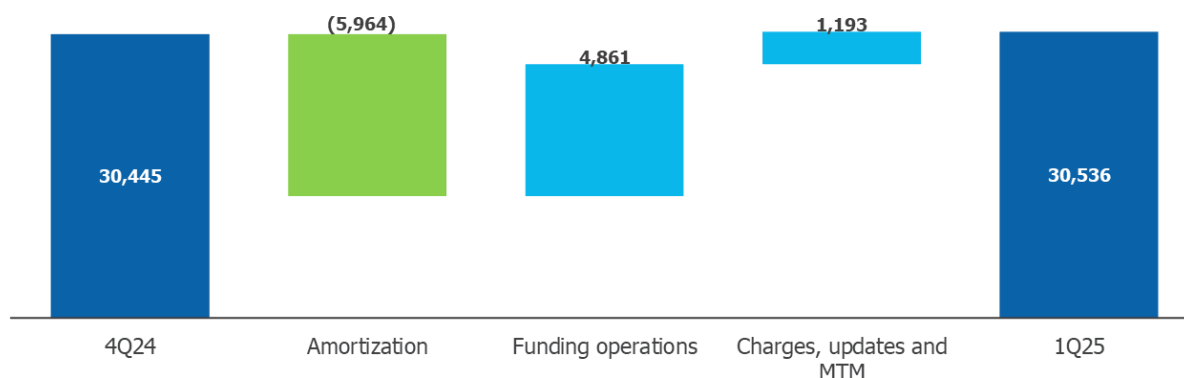
Debt by Segment – IFRS | R\$ Million



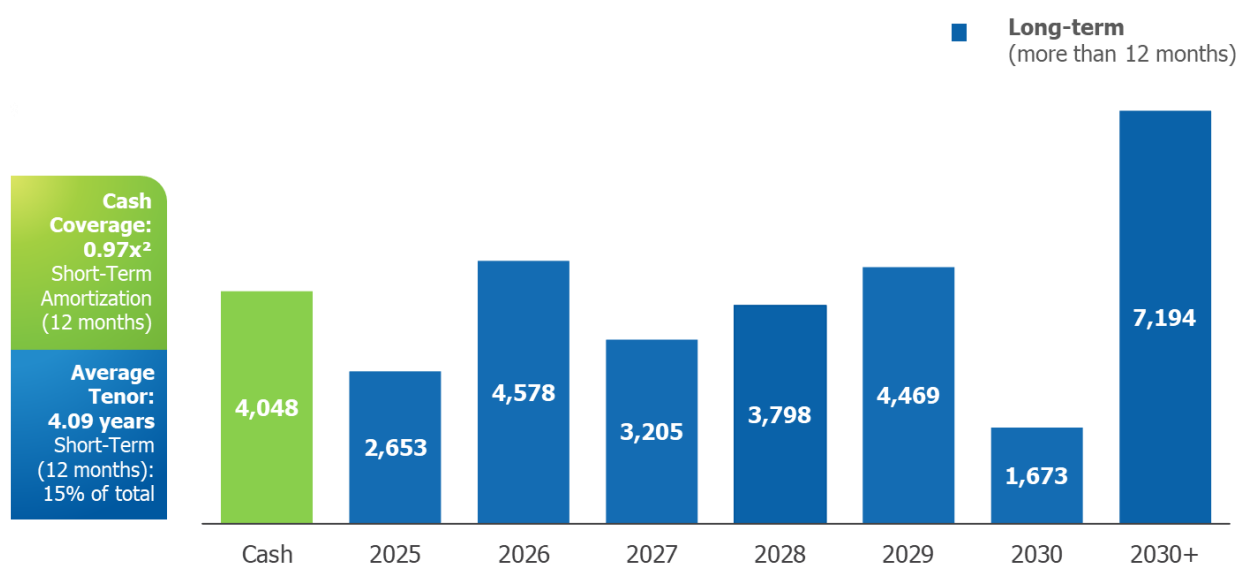
Notes:

- (1) The Generation segment considers CPFL Renováveis, CPFL Geração, Cera and Enercan;
- (2) Considering the debt's notional, interests, derivatives and the intercompany loans with SGBP.

Evolution of the Debt Balance – IFRS | 1Q25



Debt Amortization Schedule¹ – IFRS | March 2025



Notes:

- (1) Considering only the notional and hedge of the debt. In order to reach the total financial debt of R\$ 30,536 million, charges, the mark-to-market (MTM) effect, cost with funding and intercompany loans should be included;
(2) Cash is considering the amount of R\$ 2.1 billion of Marketable Securities.

1.2.2) Debt in Financial Covenants Criteria

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Financial Debt (including hedge) ¹	30,846	31,129	(282)	-0.9%
(-) Available Funds ²	(4,317)	(5,566)	1,249	-22.4%
(=) Net Debt	26,530	25,563	967	3.8%
EBITDA Proforma ³	12,995	13,241	(247)	-1.9%
Net Debt / EBITDA	2.04	1.93	-	5.8%

Notes:

- (1) Considers the proportional consolidation of the assets of Generation and of CPFL Transmissão, in addition to the loan with SGBP;
(2) Cash and Cash Equivalents already considering Marketable Securities;
(3) Proforma EBITDA in the financial covenants criteria, adjusted according to CPFL Energia's stake in each of its subsidiaries.

The reconciliation of CPFL Energia's Net Debt/EBITDA indicator is available on CPFL Energia's Historical Information Base, on the IR website, to access it [click here](#).

1.3) Investments

1.3.1) Actual Investments by Segment

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Distribution	1,014	920	94	10.2%
Generation	44	50	(5)	-10.7%
Transmission ¹	175	104	71	68.1%
Commercialization	0	2	(1)	-90.0%
Services and Others ²	4	18	(14)	-78.2%
Actual Investments	1,238	1,094	144	13.2%

Notes:

(1) Transmission assets do not have fixed assets, the figures in this table are the addition of contractual assets;

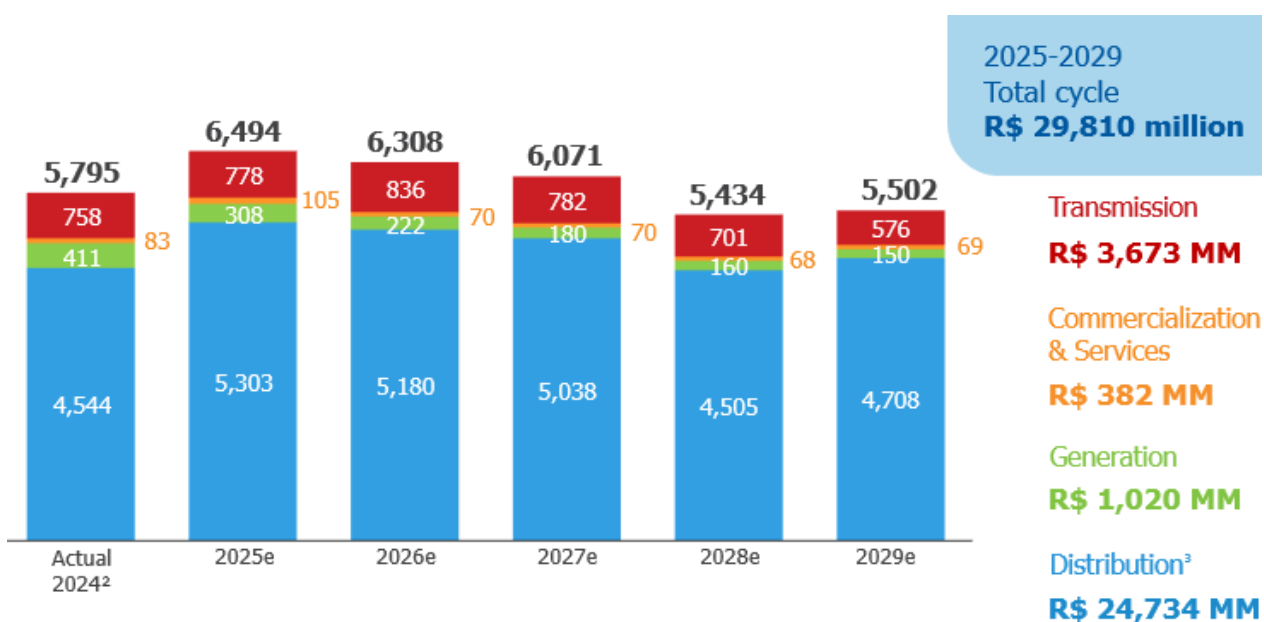
(2) Others: basically, refers to assets and transactions that are not related to the listed segments.

The increase observed between the periods is related to:

- in the Distribution segment, the focus on customer service works and the electrical system expansion plan, in addition to the maintenance and modernization of the network and MSO;
- in the Transmission segment, the expansion of investments for improvements in the grid.

1.3.2) Investment Forecast

On December 12th, 2024, the Board of Directors of CPFL Energia approved Board of Executive Officers' 2025/2029¹ Multiannual Plan for the Company, which was previously discussed by the Corporate Finance Committee and Risk Management.



Notes:

(1) Constant currency;

(2) Disregard investments in Special Obligations (among other items financed by consumers).

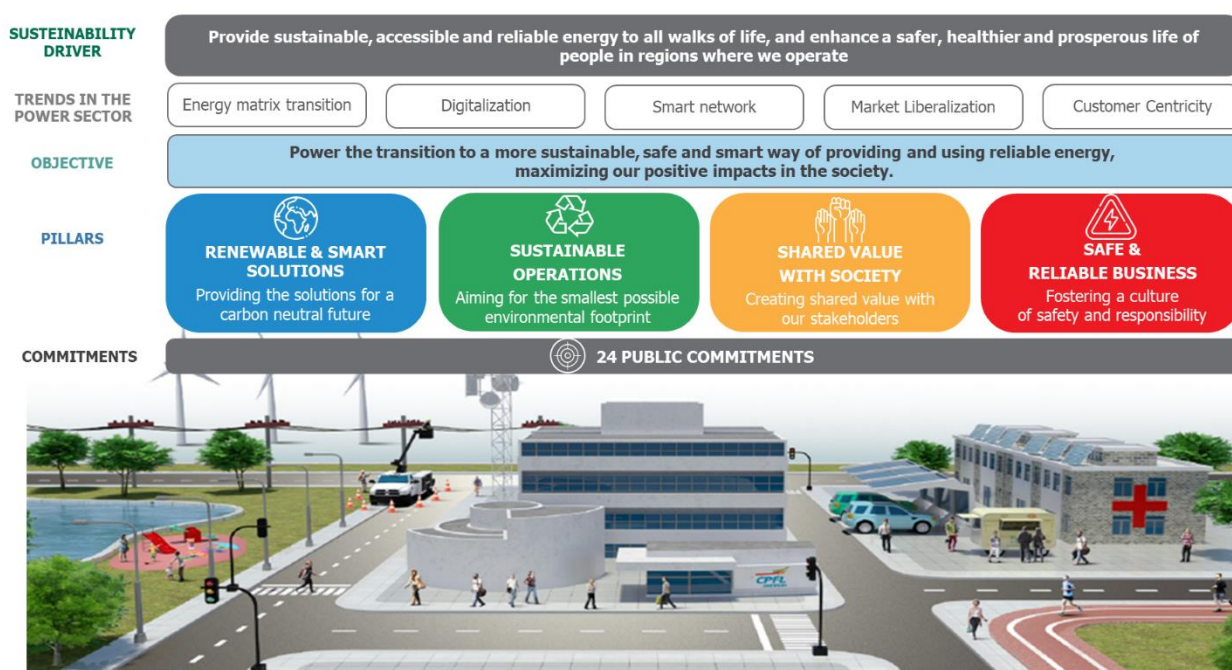


2) SUSTAINABILITY AND ESG INDICATORS

2.1) ESG Plan 2030

The ESG Plan 2030 brings guidelines and strategies so that we can provide sustainable, accessible, and reliable energy at all times, making people's lives safer, healthier and more prosperous in the regions where we operate. Our corporate goal is to drive the transition to a more sustainable model of producing and consuming energy, leveraging the positive impacts of our business model on the community and the value chain.

To this end, we have identified four pillars that support the way we conduct our business and execute our strategy: Renewable and smart solutions, Sustainable operations, Shared value with society and Safe and reliable business.



Within the pillars, we made 24 commitments guided by the United Nations' Sustainable Development Goals (SDGs). The commitments are available on the CPFL Energia [IR website](#).



2.2) Key ESG Indicators aligned to the Plan

Below we list some indicators in line with the 2030 ESG Plan:

 Renewable & Smart Solutions					
Theme	Indicator	Unit	1Q25	1Q24	Δ %
Renewable energy	Total energy generated by renewable sources	GWh	2,446	3,964	-38.3%
	↳ HPPs (hydro)	GWh	1,315	2,693	-51.2%
	↳ SHPPs and CGHs	GWh	453	563	-19.5%
	↳ Solar	GWh	0.3	0.3	-1.9%
	↳ Wind	GWh	666	635	5.0%
	↳ Biomass	GWh	11	73	-85.6%
Smart Grid	Installed automatic reclosers	unit	20,247	18,304	10.6%
	% of telemetered load	%	54.4%	54.1%	0.6%
Innovation	Innovation Investment (Aneel R&D) in the period	R\$ million	9.3	9.0	3.3%
Decarbonization	Projects qualified for commercialization of carbon credits and renewable energy seals	unit	53	53	0.0%
	Revenue from sales of carbon credits and energy stamps	R\$ million	0.6	1.3	-53.8%

 Sustainable Operations					
Theme	Indicator	Unit	1Q25	1Q24	Δ %
Circular Economy	Refurbished transformers	unit	2,381	2,520	-5.5%
	Aluminum, copper and iron sent to the reverse chain	tons	1,618	1,906	-15.1%
Eco-Efficiency	Water consumption (administrative buildings)	1,000 m ³	13	10	27.6%
	Energy consumption (administrative buildings)	MWh	2,797	2,820	-0.8%



Shared Value with Society

Theme	Indicator	Unit	1Q25	1Q24	Δ %
Digitalization	% de digitalization of customer services	%	91.0%	90.1%	1.0%
	% of bills paid digitally	%	78.0%	74.3%	5.0%
	Digital bills	million units	5.0	4.7	7.5%
Community	Energy efficiency investments in public hospitals (CPFL and RGE in Hospitals)	R\$ million	16.3	3.7	340.4%
	Investment in socio-environmental projects in communities (Instituto CPFL, Energy Efficiency Program for Low Income and Environment)	R\$ million	15.4	4.3	256.7%
	People benefiting from CPFL Institute social programs in the period	thousand	163.0	153.2	6.4%
	Low-income consumer units benefited by the Energy Efficiency Program (PEE Aneel) in the period	thousand	6.203	0	0.0%
People development and inclusion	Training hours ¹	thousand	92.5	84.4	9.5%
Diversity ²	PoC in the company	%	35.1%	31.8%	10.6%
	Women in the company	%	20.9%	21.0%	-0.7%
	PwD in the company	%	4.4%	4.0%	10.8%
	Minority Groups in leadership positions	%	40.0%	-	-
Sustainable Purchases	Critical suppliers evaluated in sustainability criteria	%	93.3%	88.5%	5.4%

Note: (1) Consider the professional requalification program

(2) In 2024, we updated our commitments and replaced the "Women in leadership positions" indicator by "Minority Groups in leadership positions"



Safe & Reliable Business

Theme	Indicator	Unit	1Q25	1Q24	Δ %
Health and Safety	Accident frequency rate Own employees	# injured * 1MM / hours worked ¹	0.5	0.7	-29.2%
	Accident frequency rate Outsourced	# injured * 1MM / hours worked ¹	2.1	12.4	-83.0%
	Fatal accidents with the population	unit	8.0	2.0	300.0%
Ethics	Employees trained in Ethics and Integrity	%	100%	100.0%	0.0%
Transparency	Independent Member in the Board of Directors	number	2	2	0.0%
	Women in the Board of Directors	number	3	1	200.0%

Note: (1) hours worked with risk exposure



3) PERFORMANCE OF BUSINESS SEGMENTS

3.1) DISTRIBUTION SEGMENT

3.1.1) Operational Performance

3.1.1.1) Load Net of Losses | Concession Area

GWh	1Q25	1Q24	Δ GWh	Δ %	Breakd.
Captive Market	10.897	11.445	(548)	-4,8%	55,2%
Free Client	8.848	7.976	872	10,9%	44,8%
Load Net of Losses	19.745	19.421	324	1,7%	100,0%

3.1.1.2) Energy Sales | Concession Area

GWh	1Q25	1Q24	Δ GWh	Δ %	Breakd.
Residential	6,462	6,289	172	2.7%	34.2%
Industrial	6,358	6,279	79	1.3%	33.6%
Commercial	3,326	3,338	(13)	-0.4%	17.6%
Rural	849	814	35	4.3%	4.5%
Others	1,923	1,904	18	1.0%	10.2%
Energy Sales	18,917	18,625	292	1.6%	100.0%
Captive					
<i>Residential</i>	<i>6,459</i>	<i>6,289</i>	<i>170</i>	<i>2.7%</i>	<i>60.1%</i>
<i>Industrial</i>	<i>449</i>	<i>771</i>	<i>(322)</i>	<i>-41.7%</i>	<i>7.4%</i>
<i>Commercial</i>	<i>1,560</i>	<i>1,882</i>	<i>(322)</i>	<i>-17.1%</i>	<i>18.0%</i>
<i>Rural</i>	<i>755</i>	<i>758</i>	<i>(2)</i>	<i>-0.3%</i>	<i>7.2%</i>
<i>Others</i>	<i>1,245</i>	<i>1,355</i>	<i>(110)</i>	<i>-8.1%</i>	<i>12.9%</i>
Total Captive	10,469	10,469	(585)	-5.3%	100.0%
Free Client					
<i>Residential</i>	<i>2</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>278.6%</i>	<i>0.0%</i>
<i>Industrial</i>	<i>5,909</i>	<i>5,508</i>	<i>401</i>	<i>7.3%</i>	<i>72.8%</i>
<i>Commercial</i>	<i>1,766</i>	<i>1,456</i>	<i>309</i>	<i>21.2%</i>	<i>19.2%</i>
<i>Rural</i>	<i>94</i>	<i>56</i>	<i>38</i>	<i>67.0%</i>	<i>0.7%</i>
<i>Others</i>	<i>678</i>	<i>549</i>	<i>128</i>	<i>23.3%</i>	<i>7.3%</i>
Total Free Client	8,449	7,571	878	11.6%	100.0%

Highlights in the quarter:

- Residential Segment:** increase of 2.7%, mainly due to the positive impact of the payroll, the level of employment and vegetative growth. These effects were partially offset by the impact of increased distributed generation (DG) and reduced need for refrigeration, due to milder temperatures in the state of São Paulo;
- Industrial Segment:** growth of 1.3%, reflecting the predominance of positive rates in consumption in 7 of the 10 largest sectors in our concession area, which were partially offset

by the impact of DG;

- | **Commercial Segment:** 0.4% decrease compared to the same period of the previous year, due to the negative impact of DG and the negative temperature effect in the state of São Paulo. These effects were partially offset by the positive result of the payroll, the reduction in the unemployment rate and the positive impact related to the vegetative growth of consumer units;
- | **Rural Segment:** growth of 4.3%, explained by the low rainfall recorded in our concession areas, mainly in Rio Grande do Sul, which contributed to the use of irrigation. This effect was partially offset by the negative effect associated with the increase in DG;
- | **Others Segment:** growth of 1.0%, driven by the country's better economic performance, which was partially offset by the increase in clients using DG and the lower temperature in the state of São Paulo.

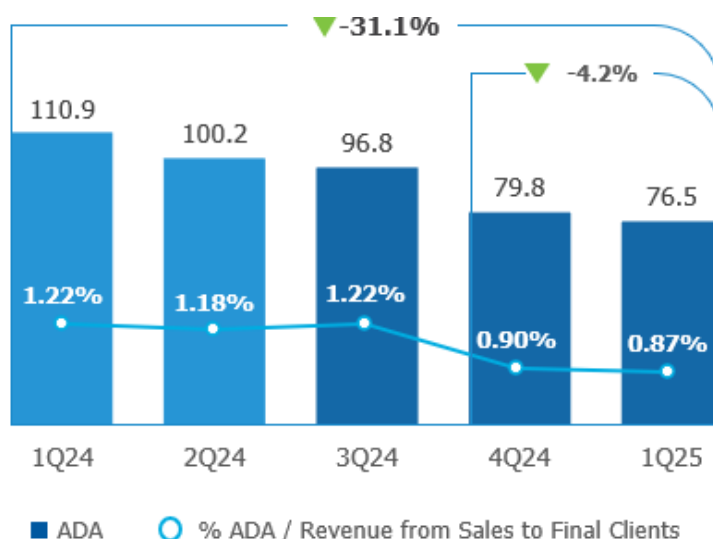
3.1.1.3) Delinquency

ADA showed a decrease of R\$ 34.5 million compared to the same period in 2024 and a reduction of R\$ 3.4 million compared to 4Q24. As a result, the ADA/Revenue from Sales to Final Clients index reached 0.87% in the quarter.

The quarterly result can be explained by a higher number of power cuts compared to the same period last year, favored by the lower incidence of extreme weather events in the concession area. We ended the quarter with more than 604 thousand cuts, which contributed to the drop in the indicator.

In addition, the indicator fell due to strategic negotiations with the group's clients, mainly in Paulista and RGE.

CPFL continues to make constant changes in its delinquency management models, prioritizing the optimization and automation of collection processes. This dynamic approach allows the company to adapt to changes in customer behavior, always seeking more effective and innovative solutions.



3.1.1.4) Losses

12 Months Accumulated ¹	Mar-24	Jun-24	Sep-24	Dec-24	Mar-25	ANEEL ²
CPFL Energia	8.84%	8.92%	8.93%	8.28%	8.47%	7.92%
CPFL Paulista	9.20%	9.21%	9.12%	8.37%	8.66%	8.00%
CPFL Piratininga	7.90%	7.59%	7.54%	7.59%	7.44%	6.03%
RGE Sul	9.18%	9.80%	10.05%	8.95%	9.26%	9.28%
CPFL Santa Cruz	7.58%	7.33%	7.19%	6.82%	6.86%	8.50%

Notes:

- (1) According to the criteria defined by ANEEL but without distributed generation (DG) effects. In RGE, high-voltage clients (A1) were disregarded;
(2) ANEEL limit referring to 03/31/2025.

The consolidated losses index of CPFL Energia in the period showed a reduction of 0.37 p.p., compared to the same period of the previous year, due to the milder temperature in the state of São Paulo in the quarter, which contributed to lower losses.

Excluding the effect of the billing calendar in both periods, the growth in losses would be 0.52 p.p. (8.74% in 1Q24 vs. 9.25% in 1Q25).

The main achievements for loss reduction were:

- (i) Blindage of electrical borders and internal substations;
- (ii) Mapping of energy losses through microbalances;

- (iii) 77.1 thousand fraud inspections performed in consumer units;

- (iv) Replacement of more than 4.4 thousand obsolete/defective meters for new electronic meters;

- (v) Visit in 1.2 thousand consumer units inactivated for cutting in cases of self-reconnection;

- (vi) Regularization of 47.1 thousand consumer units, with increase of consumption and without contract;

- (vii) Regularization of 753 clandestine consumer units, most of which having the need of CPFL Energia's grid construction;

- (viii) Market discipline through 73 news in media related to CPFL operations to fight fraud and theft.

Hours SAIDI	1Q25	1Q24	Δ %	ANEEL ¹
CPFL Energia	5.80	6.20	-6.5%	n.d
CPFL Paulista	4.69	5.15	-8.9%	6.42
CPFL Piratininga	4.00	4.76	-16.0%	6.05
RGE	8.92	8.90	0.2%	10.50
CPFL Santa Cruz	4.50	5.24	-14.1%	7.35

Interruptions SAIFI	1Q25	1Q24	Δ %	ANEEL ¹
CPFL Energia	3.38	3.52	-4.0%	n.d
CPFL Paulista	2.89	3.29	-12.2%	5.09
CPFL Piratininga	3.09	3.21	-3.7%	4.98
RGE	4.43	4.10	8.0%	7.19
CPFL Santa Cruz	2.81	3.45	-18.6%	6.11

3.1.1.5) SAIDI and SAIFI

SAIDI measures the average duration, in hours, of outages per client, and SAIFI indicates

the average number of outages per client. Such indicators measure the annual quality and reliability of the electricity supply.

In the results of the last 12 months, the SAIDI and SAIFI values showed a reduction in the Group's consolidated results and in the São Paulo distributors. At RGE, there was an increase in the indicators mainly due to flood impact occurred in Rio Grande do Sul, between May and June 2024.

Despite this, all distributors are within the ANEEL limits, a result that can be attributed to CPFL's continuous search for improvement in its operation, maturation of the ADMS operating system, logistical increase and intensification, both through new investments and in the operation and maintenance of the grid.

Note: (1) ANEEL limit regarding 03/31/2025.

3.1.2) Tariff Events

Description	ATAs			
	CPFL Santa Cruz	CPFL Paulista	RGE ¹	CPFL Piratininga
Ratifying Resolution	3,311	3,452	3,372	3,409
Adjustment	7.02%	-2.19%	-5.63%	1.33%
<i>Parcel A</i>	<i>6.72%</i>	<i>3.72%</i>	<i>3.62%</i>	<i>-1.97%</i>
<i>Parcel B</i>	<i>1.50%</i>	<i>2.13%</i>	<i>-0.31%</i>	<i>0.49%</i>
<i>Financial Components</i>	<i>-1.20%</i>	<i>-8.05%</i>	<i>-8.94%</i>	<i>2.81%</i>
Effect on consumer billings	5.63%	-3.66%	0.00%	3.03%
Date of entry into force	03/22/2024	04/08/2025	08/19/2024	10/23/2024

Notes:

(1) CPFL Santa Cruz made a request for deferral in the 2025 tariff process, with the aim of mitigating the fluctuation in tariff effects between 2025 and 2026. The request is currently being analyzed by ANEEL's board of directors.

(2) As a result of the flood in Rio Grande do Sul in May 2024, RGE asked ANEEL to extend its Annual Tariff Adjustment (RTA) until August 18, 2024, as it was not prudent to apply a significant positive adjustment at that time. In August, the company agreed with ANEEL to postpone the tariffs, which led to the creation of a regulatory asset to be recovered in the 2026 and 2027 RTAs, updated by SELIC, resulting in a zero impact on consumers in 2024 and lower tariff fluctuations in the following year;

(3) The effect on consumer billing is also impacted by the financial components removed in the last tariff revision or adjustment.

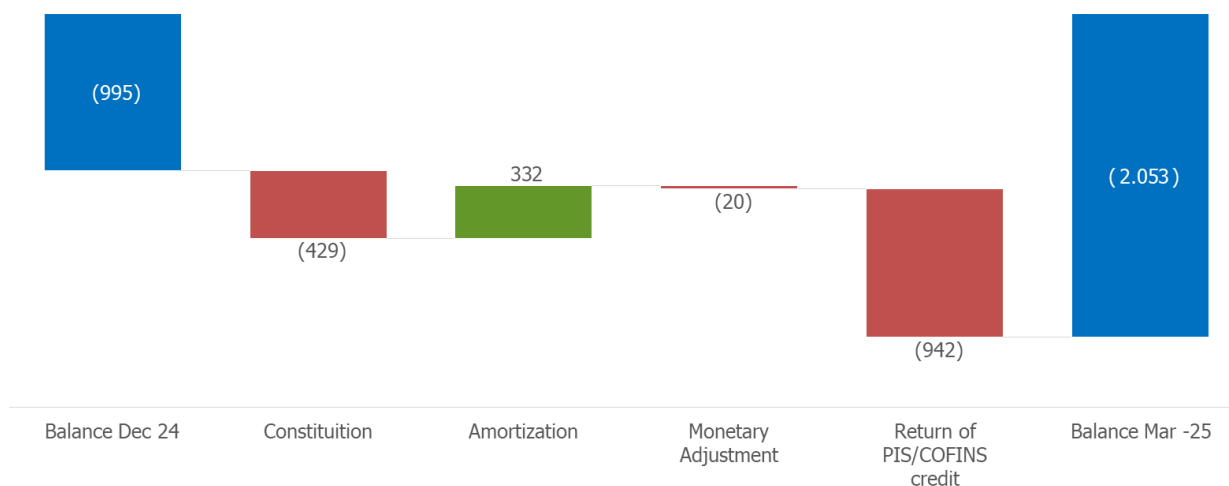
3.1.3) Economic-Financial Performance

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	13,288	13,179	109	0.8%
Net Operating Revenue	8,769	8,611	158	1.8%
Net Operating Revenue (ex-rev. from infrastructure)	7,837	7,713	124	1.6%
Cost of Electric Power	(4,353)	(4,298)	(56)	1.3%
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(891)	(880)	(12)	1.3%
Costs of Building the Infrastructure	(932)	(898)	(34)	3.8%
EBITDA¹	2,592	2,536	56	2.2%
Depreciation and Amortization	(330)	(303)	(27)	8.8%
Financial Income (Expense)	(631)	(592)	(38)	6.5%
<i>Financial Revenues</i>	<i>338</i>	<i>355</i>	<i>(17)</i>	<i>-4.7%</i>
<i>Financial Expenses</i>	<i>(969)</i>	<i>(947)</i>	<i>(22)</i>	<i>2.3%</i>
Income Before Taxes	1,632	1,641	(9)	-0.5%
Income Tax / Social Contribution	(538)	(483)	(56)	11.5%
Net Income	1,094	1,158	(64)	-5.5%

Note: (1) EBITDA (IFRS) is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization.

Sectoral Financial Assets and Liabilities

On March 31st, 2025, the balance of sectoral financial assets and liabilities was negative (liability) in R\$ 2,053 million. If compared to December 31st, 2024, there was a variation of R\$ 1,058 million, as demonstrated in the chart below:



The variation in this balance was due to the net constitution of a liability of R\$ 429 million, mainly due to:

- (i) Return to clients of the PIS/COFINS credit (R\$ 211 million);
- (ii) Neutrality of Sector Charges (R\$ 173 million);
- (iii) Pass-through from Itaipu (R\$ 157 million);
- (iv) Electric energy cost (R\$ 125 million);

Partially offset by the constitution of assets in:

- (v) CDE charge (R\$ 154 million);
- (vi) Proinfa (R\$ 42 million);
- (vii) Billed Tariff Flag (R\$ 33 million);
- (viii) Other items (R\$ 7 million).

The amortization was of R\$ 332 million in the period and the monetary adjustment of assets and liabilities totaled R\$ 20 million. During this period, there was also the approval of the return of PIS/COFINS credit to the clients, in the amount of R\$ 942 million.

Operating Revenue

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Revenue with Energy Sales (Captive + TUSD)	11,125	11,011	113	1.0%
Short-term Electric Energy	(26)	35	(61)	-
Concession Infrastructure Construction Revenue	932	898	34	3.8%
Sectoral Financial Assets and Liabilities	(97)	201	(297)	-
CDE Resources - Low-income and Other Tariff Subsidies	719	523	196	37.5%
Adjustments to the Concession's Financial Asset	486	384	101	26.4%
Other Revenues and Income	184	177	7	3.9%
Compensatory Fines (DIC/FIC)	(35)	(51)	16	-30.9%
Gross Operating Revenue	13,288	13,179	109	0.8%
ICMS Tax	(1,862)	(1,794)	(67)	3.8%
PIS and COFINS Taxes	(910)	(928)	18	-1.9%
CDE Sector Charge	(1,561)	(1,559)	(2)	0.1%
R&D and Energy Efficiency Program	(74)	(74)	(0)	0.2%
PROINFA	(79)	(80)	1	-1.2%
Others	(33)	(132)	99	-74.8%
Deductions from the Gross Operating Revenue	(4,519)	(4,568)	49	-1.1%
Net Operating Revenue	8,769	8,611	158	1.8%

Gross Operating Revenue

The increase in **CDE Resources** is due to the increase in the number of clients who are entitled to tariff subsidies and the distributors are receiving revenue via CDE Resources. **Revenue with Energy Sales (captive + free clients)** showed an increase, due to the growth of 1.7% in the load in the concession area, mainly due to higher consumption in the residential and industrial segments.

The increase in **adjustments to the Concession's Financial Asset** is explained by the average increase of 17% in the assets base and IPCA's increase (1.82% in 1Q24 and 2.00% in 1Q25).

The negative variation in **Sectoral Financial Assets and Liabilities** is mainly due to the following movements in the constitution and amortization balances: lower amortization in the PIS/COFINS credit refund line, compared to 1Q24; partially offset by a lower constitution of a liability related to the Pass-through from Itaipu in 1Q25, against an asset in 1Q24.

Deductions from the Gross Operating Revenue

Regarding deductions from gross operating revenue, the main reduction occurred in the Others line, due to the replenishment of resources to the Itaipu Electric Energy Commercialization Account in 1Q24. This effect was partially offset by higher tax collection (ICMS and PIS/Cofins).

Cost of Electric Energy

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Itaipu	531	494	37	7.5%
PROINFA	135	92	44	47.5%
Auction, Bilateral Contracts and Spot Market	2,762	2,602	159	6.1%
PIS and COFINS Tax Credit	(299)	(278)	(21)	7.6%
Cost of Electric Power Purchased for Resale	3,129	2,910	219	7.5%
National Grid Charges	1,048	1,084	(36)	-3.3%
Itaipu Transmission Charges	72	103	(31)	-30.2%
Connection Charges	70	64	7	10.5%
Charges for the Use of the Distribution System	3	3	(0)	-2.6%
ESS / EER	156	275	(119)	-43.4%
PIS and COFINS Tax Credit	(125)	(141)	17	-11.7%
Charges for the Use of the Distribution System	1,224	1,387	(163)	-11.7%
Cost of Electric Energy	4,353	4,298	56	1.3%

The increase in **Cost of Electric Power Purchased for Resale**, is mainly due to the increase in the price of energy purchased from **Auction, Bilateral Contracts and Spot Market**, increase in the **PROINFA** (values of costing quotas), and the increase in the price of energy purchased in **Itaipu**, due to the increase in the exchange rate in 2025.

Regarding **Charges for the Use of the Transmission and Distribution System**, the main variation occurred in sectoral charges (ESS/EER), due to **ESS - System Service Charges**, which had a reduced cost mainly due to the retroactive relief generated by the price difference between the submarkets of the National Interconnected System; and in the **EER - Reserve Energy Charges**, there was a reduction in costs, due to the increase in the PLD applied to the energy settlements of the Reserve Energy Contracts at the CCEE, in 1Q25 compared to 1Q24.

Furthermore, in the **National Grid** charges, the variation perceived is due to the adjustments in TUST implemented by ANEEL Resolution No. 3,349/2024, which determined new tariffs as of Jul-24. Such tariffs showed a reduction in relation to the 2023-2024 cycle, implemented by ANEEL Resolution No. 3,217/2023. The same occurred with the **Itaipu Transportation** charge, due to the new tariffs determined in ANEEL Resolution No. 3,349/2024, and by the new amounts defined in Dec-24 by Dispatch No. 3,836/2024.

PMSO

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Personnel	319	309	10	3.3%
Material	70	70	(0)	-0.2%
Outsourced Services	305	264	41	15.7%
Other Operating Costs/Expenses	199	219	(20)	-9.1%
<i>ADA</i>	<i>76</i>	<i>111</i>	<i>(34)</i>	<i>-31.1%</i>
<i>Assets Write-Off</i>	<i>46</i>	<i>29</i>	<i>16</i>	<i>55.8%</i>
<i>Legal and judicial expenses</i>	<i>39</i>	<i>39</i>	<i>(0)</i>	<i>-0.5%</i>
<i>Others</i>	<i>39</i>	<i>40</i>	<i>(2)</i>	<i>-3.9%</i>
PMSO	893	861	32	3.7%

The PMSO showed an increase of 3.7%, resulting from the following factors:

- MSO not linked to inflation (reduction of R\$ 16 million):** explained by the allowance for doubtful accounts (ADA), as explained in the item 3.1.1.4, partially offset by the increase in assets write-offs;
- MSO linked to inflation (increase of R\$ 37 million):** explained by hardware and software (R\$ 19 million), due to new licenses and increased use of the cloud for archiving and data processing; collection actions (R\$ 4 million); tree pruning (R\$ 3 million); among others;
- Personnel (increase of R\$ 10 million):** mainly explained by the growth of 1.1%¹ in the headcount and the collective labor agreements approved throughout 2024.

Other operating costs and expenses

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Costs of Building the Infrastructure	(932)	(898)	(34)	3.8%
Private Pension Fund	2	(18)	20	-
Depreciation and Amortization	(330)	(303)	(27)	8.8%
Total	(1,260)	(1,219)	(41)	3.4%

EBITDA

The **EBITDA** of the Distribution segment is explained by the growth in load in the concession area, driven by the positive impact of the payroll, employment level and vegetative growth, partially offset by the negative average adjustments in distributors compared to 1Q25 and 1Q24.

¹ Average of January until March.

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Net Income	1,094	1,158	(64)	-5.5%
Depreciation and Amortization	330	303	27	8.8%
Financial Result	631	592	38	6.5%
Income Tax / Social Contribution	538	483	56	11.5%
EBITDA	2,592	2,536	56	2.2%

EBITDA by Distribution Company

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
CPFL Paulista	1,062	1,122	(60)	-5.4%
CPFL Piratininga	416	397	19	4.8%
RGE	998	922	76	8.3%
CPFL Santa Cruz	116	95	21	22.5%
EBITDA	2,592	2,536	56	2.2%

CPFL Paulista:

The less expressive result is due to the negative adjustment of Parcel B² (-6.60%), which came into effect on Apr-24 and the decrease of 0.4% in the load, in comparison to 1Q24.

CPFL Piratininga:

The positive result is due to the increase of 1.7% in the load, mainly in residential and commercial segments, in comparison to 1Q24.

RGE:

The positive result is due to the increase of 5.3% in the load, mainly in residential and industrial segments, in comparison to 1Q24.

CPFL Santa Cruz:

The positive variation in EBITDA reflects the increase in Parcel B (+5.26%) and the increase of 1.0% in the load.

Financial Result

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Revenues	338	355	(17)	-4.7%
Expenses	(969)	(947)	(22)	2.3%
Financial Result	(631)	(592)	(38)	6.5%

² The value of Parcel B is the variation in the index (IGPM or IPCA) minus the X Factor, also known as IVI.

Managerial Analysis

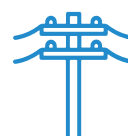
R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Expenses with the net debt	(748)	(566)	(182)	32.2%
Late payment interest and fines	123	119	4	3.7%
Mark-to-market	28	(113)	141	-
Adjustment to the sectorial financial asset/liability	(20)	(66)	47	-70.2%
Others financial revenues/expenses	(14)	34	(48)	-
Financial Result	(631)	(592)	(38)	6.5%

The increase in net financial expenses was mainly due to the increase in **Expenses with the net debt**, resulting from increases in indexes (IPCA and CDI), expenses with new funding, and indebtedness, compared to 1Q24.

This effect was partially offset by: (i) the reduction in **mark-to-market (MTM)**, due to the change in the behavior of the risk spread curve practiced by the market, which decreased by 0.15 p.p. in 1Q25, compared to the reduction of 0.41 p.p. in 1Q24, in addition to the gain related to new funding in this quarter; and (ii) the increase in **Late payment interest and fines** on energy bills, as a result of the increase in the volume of late paid bills at the distributors.

Net Income

The decrease in **Net Income** was due to higher net financial expenses and a higher effective tax rate (33.0% in 1Q25 and 29.4% in 1Q24).



3.2) GENERATION SEGMENT

3.2.1) Operational Performance

Generated Energy

GWh	1Q25	1Q24	Δ GWh	Δ %
Wind	666	635	32	5.0%
SHPP	453	563	(110)	-19.5%
HPP	1,315	2,693	(1,377)	-51.2%
Biomass ¹	11	73	(63)	-85.6%
Solar	0.3	0.3	(0.0)	-1.9%
TPP ²	-	5	(5)	-
Total	2,446	3,970	(1,524)	-38.4%

Notes:

(1) The biomass plants Bio Buriti, Bio Ipê, and Bio Pedra were transferred to the Pedra Group in Nov-24, no longer belonging to the CPFL Group since then;

(2) The energy contract was concluded on Dec-24.

Availability

%	1Q25	1Q24	Δ p.p.	Δ %
Wind	90.9%	95.7%	-4.9	-5.1%
SHPP	95.0%	98.2%	-3.2	-3.3%
HPP	97.9%	98.6%	-0.7	-0.7%
Biomass ¹	100.0%	99.4%	0.6	0.6%
Solar	100.0%	100.0%	0.0	0.0%
TPP ²	0.0%	99.6%	-99.6	-

Notes:

(1) The biomass plants Bio Buriti, Bio Ipê, and Bio Pedra were transferred to the Pedra Group in Nov-24, no longer belonging to the CPFL Group since then;

(2) The energy contract was concluded on Dec-24.

3.2.2) Economic-Financial Performance

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	1,164	1,184	(21)	-1.8%
Net Operating Revenue	1,062	1,076	(14)	-1.3%
Cost of Electric Power	(142)	(126)	(16)	12.7%
PMSO and Private Pension Fund	(125)	(84)	(40)	48.0%
Equity Income	59	89	(30)	-33.7%
EBITDA¹	855	955	(100)	-10.5%
Depreciation and Amortization	(219)	(219)	0	-0.2%
Financial Result	(117)	(131)	14	-10.3%
<i>Financial Revenues</i>	34	33	1	3.5%
<i>Financial Expenses</i>	(152)	(164)	12	-7.5%
Income Before Taxes	519	605	(86)	-14.2%
Net Income	400	475	(75)	-15.7%

Note: (1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization.

Net Operating Revenue

Revenue was mainly affected by the higher **curtailment** imposed by the ONS, which outperformed the better performance of wind farms in the quarter, and by the termination of contracts for biomass plants.

Cost of Electric Power

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Energy Purchased in the Spot Market	32	21	11	54.0%
Bilateral Contracts, ACR and ACL	54	44	10	21.6%
PIS and COFINS Tax Credit	(5)	(4)	(1)	13.2%
Cost of Electric Power Purchased for Resale	81	61	20	33.1%
National Grid Charges	53	54	(2)	-2.9%
Connection Charges	3	5	(2)	-37.3%
Charges for the Use of the Distribution System	9	10	(1)	-11.6%
ESS/EER	0	0	(0)	-98.9%
PIS and COFINS Tax Credit	(3)	(4)	0	-9.3%
Charges	61	65	(4)	-6.3%
Cost of Electric Energy	142	126	16	12.7%

Note: (1) The GSF Risk Premium began to be accounted for in the cost of energy as of 4Q24.

The main variation occurred due to the increase in **Energy purchased in the spot market**. In addition, there was a greater amount of energy acquired in **bilateral contracts, ACR and ACL**, as well as a higher average price.

PMSO

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Personnel	43	44	(1)	-1.5%
Material	13	10	2	21.0%
Outsourced Services	57	69	(12)	-18.0%
Other Operating Costs/Expenses	12	(37)	49	-
<i>Legal and Judicial Expenses</i>	<i>1</i>	<i>(2)</i>	<i>2</i>	<i>-</i>
<i>Asset Write-off</i>	<i>0</i>	<i>(2)</i>	<i>2</i>	<i>-</i>
<i>GSF Risk Premium¹</i>	<i>-</i>	<i>6</i>	<i>(6)</i>	<i>-</i>
<i>Lajeado Fair Value Adjustment (non-cash effect)</i>	<i>(8)</i>	<i>(62)</i>	<i>54</i>	<i>-86.5%</i>
<i>Others</i>	<i>20</i>	<i>23</i>	<i>(3)</i>	<i>-14.6%</i>
PMSO	124	86	38	44.0%

Note: (1) The GSF Risk Premium began to be accounted for in the cost of energy as of 4Q24.

The variation in PMSO expenses is mainly explained by the **extraordinary effect** of the fair value adjustment of Paulista Lajeado, which generated a negative effect of R\$ 54 million in the quarter. In addition, there was a reclassification of the GSF Risk Premium to the Energy Purchase line (R\$ 5 million).

Excluding these items, the PMSO would have a reduction of R\$ 21 million due to the following factors:

- └ **PMSO linked to inflation** fell by R\$ 26 million, mainly due to the reduction in expenses with Other Outsourced Services and Maintenance of Machinery and Equipment in **Outsourced Services**;
- └ **PMSO not linked to inflation** recorded an increase of R\$ 4 million, due to the **Legal, Judicial and Compensation** expenses and **Asset Write-off**.

Other operating costs and expenses

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Private Pension Fund	0	(2)	2	-
Depreciation and amortization	171	172	(1)	-0.5%
Amortization of Concession Intangible	47	47	1	1.3%
Other operating costs and expenses	219	217	2	1.0%

Equity Income

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Baesa	1	2	(1)	-36.5%
Foz do Chapecó	56	65	(9)	-13.7%
Epasa	1	21	(21)	-97.6%
Equity Income	58	89	(30)	-34.3%

Note: (1) Disclosure of interest in subsidiaries is made in accordance with IFRS 12 and CPC 45.

Baesa

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Net Revenue	17	17	0	2.0%
Operating Costs / Expenses	(6)	(6)	(0)	2.6%
Deprec. / Amortization	(4)	(4)	(0)	0.7%
Net Financial Result	(5)	(4)	(1)	28.1%
Income Tax	(1)	(1)	0	-22.3%
Net Income	1	2	(1)	-36.5%

The slight increase in **Net Revenue** was the result of a higher tariff in the quarter. Regarding **Operating Costs and Expenses**, the slight increase was due to the greater amount of energy purchased. The increase in **Net Financial Expense** was due to higher expenses with UBP. In addition, **Income Tax and Social Contribution** recorded a decrease.

Foz do Chapecó

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Net Revenue	165	163	2	1.5%
Operating Costs / Expenses	(42)	(33)	(9)	27.5%
Deprec. / Amortization	(13)	(13)	0	-0.1%
Net Financial Result	(24)	(22)	(2)	10.2%
Income Tax	(29)	(32)	3	-9.2%
Net Income	56	65	(9)	-13.7%

Net Revenue increased due to the higher price of energy supplied, partially offset by the reduction in the CFURH. **Operating Costs/Expenses** increased due to the higher amount of energy purchased. The increase in **Net Financial Expense** is explained by higher expenses with UBP, mainly due to the variation in the indexes (IGPM/IPCA).

Epasa

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Net Revenue	(0)	48	(48)	-
Operating Costs / Expenses	(5)	(13)	9	-65.0%
Deprec. / Amortization	-	(12)	12	-
Net Financial Result	6	4	2	65.5%
Income Tax	(0)	(5)	4	-93.1%
Net Income	1	21	(21)	-97.6%

The reduction in **Net Revenue**, as well as in **Operating Costs and Expenses**, occurred due to the termination of energy contract at the end of 2024. **Depreciation and Amortization** also decreased for the same reason. The increase in **Net Financial Revenue** is explained by the financial application of the cash balance. In addition, **Income Tax and Social Contribution**

decreased.

Financial Result

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Financial Revenues	34	33	1	3.5%
Financial Expenses	(152)	(164)	12	-7.5%
Financial Result	(117)	(131)	14	-10.3%

Managerial Analysis

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Expenses with the net debt	(89)	(106)	17	-16.1%
Market-to-market	(1)	(5)	3	-70.8%
Other financial revenues/expenses	(27)	(21)	(7)	31.8%
Financial Result	(117)	(131)	14	-10.3%

Net financial expenses decreased mainly due to the decrease in the debt balance in CDI, which affected the **Expenses with the Net Debt**.

EBITDA and Net Income

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Net Income	400	475	(75)	-15.7%
Depreciation and Amortization	219	219	(0)	-0.2%
Financial Result	117	131	(14)	-10.3%
Income Tax / Social Contribution	119	130	(12)	-8.8%
EBITDA	855	955	(100)	-10.5%

The extraordinary effect of the fair value adjustment of Paulista Lajeado (-R\$ 54 million) and the termination of the contracts of Epasa and biomass projects were the main impacts on **EBITDA** in the quarter.

This worsening in EBITDA was reflected in the **Net Income** performance in the period.



3.3) TRANSMISSION SEGMENT

3.3.1) Portfolio

Concession Contracts	Contract Start Date	Contract End Date	CPFL - T Share	Index	RAP 2024-2025 ¹ (R\$ million)	RAP Expected 2024-2025 (R\$ million)	Km	Projects Category	Tariff Revision	Next Tariff Revision
CONTRACT 055/01	31/12/2002	31/12/2042	100%	IPCA	856	212	5,829	Category 1	1ª PTR - 2018 2ª PTR - 2024	3ª PTR - 2028
SUL II	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	44	-	75	Category 3	1ª PTR - 2024	2ª PTR - 2029
TESB	27/07/2011	27/07/2041	98%	IPCA	43	-	98	Category 3	1ª PTR - 2016 2ª PTR - 2021.	3ª PTR - 2026
SUL I	22/03/2019	21/03/2049	100%	IPCA	34	-	307	Category 3	1ª PTR - 2024	2ª PTR - 2029
CONTRACT 080/02	18/12/2002	18/12/2032	100%	IGP-M	20	-	127	Category 2	Doesn't Have	
MORRO AGUDO	24/03/2015	24/03/2045	100%	IPCA	20	-	-	Category 3	Will happen	1ª PTR - 2025
PIRACICABA	24/02/2013	24/02/2043	100%	IPCA	17	-	-	Category 3	1ª PTR - 2018 2ª PTR - 2024	3ª PTR - 2028
CONTRACT 004/01 (CAC 3)	31/03/2021	31/03/2051	100%	IPCA	12	-	-	Category 3	Will happen	1ª PTR - 2026
MARACANAÚ	21/09/2018	21/09/2048	100%	IPCA	11	-	-	Category 3	1ª PTR - 2024	2ª PTR - 2029
ETAU ²	18/12/2002	18/12/2032	10%	IGP-M	54	-	188	Category 2	-	-
TPAE ³	19/11/2009	19/11/2039	10%	IPCA	11	-	12	Category 3	-	-

Notes:

(1) Approved value discounting the Adjustment Portion (PA);

(2) Contracts consolidated by equity income;

(3) Postponed to 2024.

3.3.2) Operational Performance

ENS – Unsupplied Energy | MWh

The Unsupplied Energy (ENS) indicator consists of the analysis of the amount of energy interrupted due to the unavailability of Transmission assets and, therefore, verifies the effective impact of the unavailability for the society.

MWh	1Q25	1Q24	Δ MWh	Δ %
ENS	425.9	367.3	58.6	16.0%

The increase in ENS was mainly due to two shutdown events that happened in January and February.

PVd – Discounted Variable Parcel

The Discounted Variable Portion (PVd) consists of the percentage ratio of the Variable Portion Discounts effected on the basis of Transmitter's Monthly Billing. Such data are made available monthly by the National Electric System Operator (ONS).

%	1Q25	1Q24	Δ %
PVd	1.171%	-1.099%	-

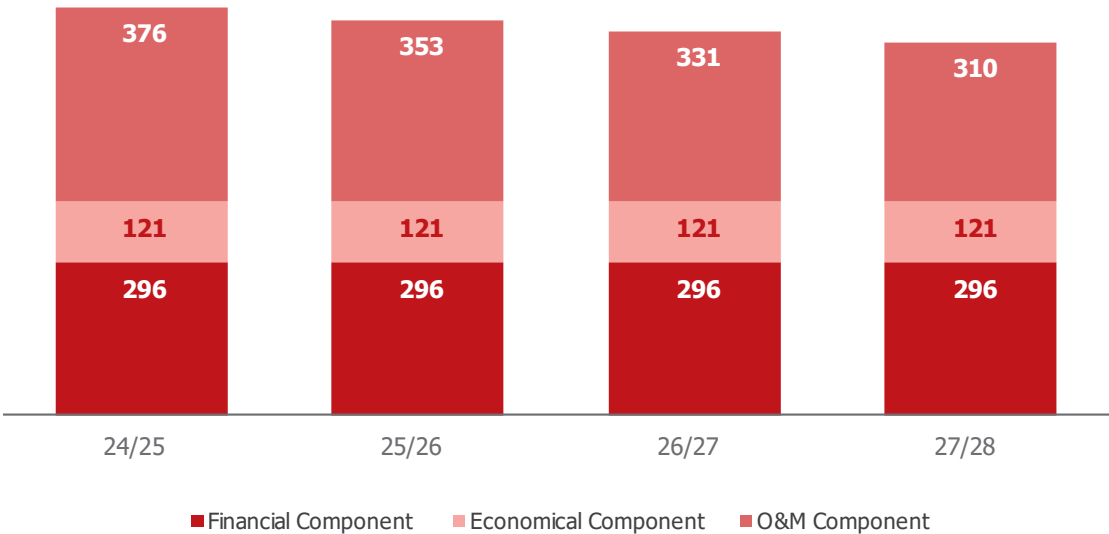
It is worth mentioning that in 2024 we obtained an injunction for the return of discounts related to layoffs that occurred in 2022, which affected the basis for comparison. 1Q25, compared to 4Q24, showed a 36% drop, as a result of a decrease in equipment failures.

3.3.3) Regulatory Themes

RBSE Revenue Flow¹

The Allowed Annual Revenue (AAR) Parcel related to the assets belonging to the National Grid of Existing System – RBSE is the indemnity of unamortized assets, in the context of the renewal of Transmission concessions, in accordance with the Law No. 12,783/2013. The revenue flow from these assets belonging to CPFL Transmissão’s Concession Contract 055 are shown below. It is worth noting that the flow of the financial component was considered according to the re-profiling established by ANEEL from the 2021-2022 cycle onwards, after the approval of the result of the Transmitters' PTR (REH No. 2,851/21). As for the flow of the economic and O&M components, these are the amounts established by the REH No. 3,344/24, which dealt with the Periodic Tariff Review (PTR) of transmission companies.

Revenue Flow –Financial¹, Economic² and O&M² Components | R\$ million



Note: (1) Values are in June-2024 database and must be updated by IPCA annually. (2) Values without date to end (it ends only in the write off or substitution of the asset).

Periodic Tariff Review (“PTR”)

The Transmission Concession Contract No. 055/2001-ANEEL, signed between the Federal Government and the CPFL Transmissão was extended in the terms of the Law No. 12,783, of January 11, 2013, defining in its eight clause the rules for tariff revision enough to maintain the concession economical-financial balance.

The second PTR was expected to happen in July 1st 2023, although, as like happened with the 1st PTR, there was a postponement, with the process being ended in 07/12/2024 with the publication of the REH ANEEL No. 3,344/2024, which homologate the 2023 PTR final result of the AAR, associated to the Concession Contract No. 055/2001 under responsibility of CPFL Transmissão,

and that show the revenue final repositioning index of 14.7%³, lower than the last tariff cycle.

About the RBSE economical component, which refers to the remuneration by the asset capital costs still not depreciated, as it is possible to see in the table below, in the RBSE 2023 PTR Write off and Depreciation item, there is a decline due to the asset depreciation during the current tariff revision period.

Related to the RBSE Financial Component, it's highlighted that this was not the 2023 PTR scope. The process is waiting deliberation of the Collegiate Board of ANEEL, while CPFL Transmissão, in conjunction with others affected Transmissions Companies, keep acting proactively in this process.

Considering the bided concessionaires, it is noted that Maracanaú, Sul I and Sul II underwent Tariff Revision, with a repositioning index close to 2.9%.

Tariff Revision of the extended concession contract in terms of the Law No 12,783/2013:

Contracts	REH 3,216/2023	Financial RBSE (out of PTR scope)	CAOM Path	2023 RBSE PTR Write off and Depreciation	2023 RBNI PTR Write off and Depreciation	2023 PTR Incremental RTP 2023	Others	Homologate Revenue REH 3,344/2024
055/2001	1,122.0	-284.2	-16.6	-85.7	-55.0	28.3	-4.1	704.7

* Values expressed in R\$ million.

Tariff review of bided concession contracts:

Contracts	REH 3,216/2023	Repositioning Index	REH 3,348/2024 Approved Revenue
020/2018	10,658.8	2.96%	10,974.3
005/2019	34,856.1	2.93%	35,878.0
011/2019	44,776.5	2.93%	46,088.2

* Values expressed in R\$ x 1,000.

Annual Tariff Adjustment ("ATA")

According to REH ANEEL No. 3,348/2024, for the 2024-2025 cycle, from 07/01/2024 to 06/30/2025, the Revenue (AAR) added to the Adjustment Portion (PA) of **Concession Contract nº 055/2001**, totals around R\$ 856 million, net of PIS and COFINS, highlighting:

- (i) The data includes the effects of the 2023 PTR, ended in July-2024, including the Revenue trajectory (CAOM) also established in the 2023 PTR process;
- (ii) Monetary correction by the IPCA for the 2023-2024 cycle;
- (iii) Discount of the Adjustment Portion (PA), whose negative impact is mainly due to (i) the result of the 2023 PTR, which includes the effects of the revenue received during the 2023/2024 cycle, which had not yet been revised (PA Postponement), and (ii) the reversal of the differences in the AAR portions due to ANEEL's failure to apply the correct report inspected for the purposes of establishing the AAR in the 2018 PTR ("Material Error"). The latter, by way of administrative self-protection;
- (iv) "Small-scale" Reinforcements and Replacement that started up during the 2018-2023 PTR cycle and were assessed in the 2023 PTR;
- (v) Reinforcements and replacement that started up during the 2023-2024 cycle and

³ The Repositioning index refers to the nominal variation in relation to the revenue in the previous year (22/23) compared to the Revision year (23/24). It does not take into account the financial aspect of the RBSE.

increased the transmission's revenue (new investments).

As a highlight related to the RBSE's Financial Component, it has not undergone any change in its value, being only updated by IPCA, since its process is currently being analyzed by the regulatory agency.

Annual Tariff Adjustment of the concession contract extended under the terms of the Law No. 12,783/2013:

Contracts	REH 3,344/2024 RTP result	RBSE Financial	CAOM Path	New Investments	Index (IPCA)	REH 3,348/2024 Homologated Revenue	ATA Adjustment Portion 2023	REH 3,348/2024
055/2001	704.7	284.2	-22.3	29.3	33.7	1,029.6	-173.6	856.0

* Values expressed in R\$ million.

As for the bided contracts, according to REH ANEEL No. 3,348/2024, for the 2024-2025 cycle, from 07/01/2024 to 06/30/2025 the total AAR plus the Adjustment Portion amounts to approximately R\$ 200 million.

Annual Tariff Adjustment 2024:

Contracts	REH 3,216/2023	Start-up	Indexer (IPCA or IGP-M)	Impact of PTR Repositioning	REH 3,348/2024 Approved	PA ATA 2023	REH 3,348/2024
080/2002	21,435.2	-	-72.5	-	21,362.7	-925.9	20,436.8
001/2011	37,230.4	6,913.6	1,733.1	0.0	45,877.1	-2,654.5	43,222.6
003/2013	15,428.5	-	628.6	584.1	16,641.2	435.9	17,077.1
020/2018	10,658.8	-	315.5	-99.2	10,974.3	-85.5	10,888.8
006/2015	19,059.0	-	748.3	-	19,807.3	-195.0	19,612.3
005/2019	34,856.1	-	1,355.3	-333.4	35,878.0	-1,504.5	34,373.5
011/2019	43,186.5	1,590.0	1,311.7	-429.4	46,088.2	-2,316.5	43,771.7
004/2021	-	10,739.2	421.7	-	11,160.9	521.2	11,682.1

* Values expressed in R\$ x 1,000.

Related to the **Concession Contract No. 004/2021 (Cachoeirinha 3)**, the transmission company has concluded that it works covered by the Concession Contract.

3.3.4) Economic-Financial Performance | Regulatory



Disclaimer: This chapter contains the regulatory results (Regulatory Financial Statements prepared for Aneel, the electricity sector regulatory agency), therefore, is merely for the purpose of analyzing the regulatory/management performance, following the market practices for transmission businesses.

Therefore, this does not work as an official report from the Company to the Brazilian Securities and Exchange Commission (CVM), which strictly and rigidly follows the IFRS international accounting standards.

The figures have not been audited and are still subject to change.

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	331	398	(67)	-16.7%
Net Operating Revenue	280	327	(47)	-14.4%
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(84)	(77)	(7)	9.0%
Equity Income	2	3	(2)	-43.6%
EBITDA	198	253	(55)	-21.9%
Depreciation and Amortization	(45)	(29)	(16)	55.6%
Financial Income (Expense)	(113)	(80)	(33)	41.8%
<i>Financial Revenues</i>	12	16	(4)	-25.2%
<i>Financial Expenses</i>	(125)	(96)	(29)	30.8%
Income Before Taxes	39	144	(105)	-72.7%
Income Tax / Social Contribution	(5)	(27)	22	-79.7%
Net Income	34	117	(83)	-71.1%

Operational Revenue

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Concession Contract 055/2001	277	348	(70)	-20.2%
Sul II	12	11	1	8.7%
TESB	12	10	2	20.5%
Sul I	9	9	(0)	-1.2%
Concession Contract 080/2002	5	5	(0)	-4.9%
Morro Agudo	5	6	(0)	-4.5%
Piracicaba	5	4	1	18.8%
Maracanaú	3	3	(0)	-0.3%
Concession Contract 004/2001 (CAC 3)	3	2	1	30.7%
Regulatory Charges	(24)	(37)	13	-35.4%
Gross Revenue	331	398	(67)	-16.7%
Deductions from Revenue	(51)	(71)	20	-27.6%
Net Revenue	280	327	(47)	-14.4%

The decrease perceived in the **operating revenue** is due to the effects of the tariff review for the 2024/2025 cycle, applied as of July 2024.

O&M Costs and Expenses | PMSO and Depreciation/Amortization

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Personnel	35	32	3	10.1%
Material	3	(3)	6	-
Outsourced Services	27	21	5	25.1%
Private Pension Fund	10	18	(8)	-44.9%
Other Operating Costs/Expenses	10	9	1	9.3%
<i>ADA</i>	<i>2</i>	<i>(1)</i>	<i>3</i>	<i>-</i>
<i>Legal, judicial expenses</i>	<i>12</i>	<i>14</i>	<i>(2)</i>	<i>-11.7%</i>
<i>Provisions</i>	<i>5</i>	<i>0</i>	<i>5</i>	<i>-</i>
<i>Others</i>	<i>(10)</i>	<i>(4)</i>	<i>(6)</i>	<i>135.8%</i>
PMSO	84	77	7	9.0%
Depreciation and Amortization	45	29	16	55.6%
PMSO, depreciation and amortization	129	106	23	21.7%

PMSO was impacted mainly by:

- └ Increase in expenses with third-party services (-R\$ 5 million) – mainly in environmental expenses;
- └ Increase in the Allowance for Doubtful Accounts (ADA) (-R\$ 3 million).

Regarding the depreciation, there was an increase due to the tariff review that took place in 2024, when ANEEL recalculated the depreciation rate of the assets and recognized new ones that were included in the cycle.

EBITDA

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Net Income	34	117	(83)	-71.1%
Depreciation and Amortization	45	29	16	55.6%
Financial Result	113	80	33	41.8%
Income Tax / Social Contribution	5	27	(22)	-79.7%
EBITDA	198	253	(55)	-21.9%

The decrease in **EBITDA** is mainly due to lower revenue, as explained before.

Financial Result

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Expenses with the net debt	(121)	(62)	(59)	95.7%
Mark-to-Market	(4)	(21)	17	-82.5%
Others financial revenues/expenses	11	2	9	501.6%
Financial Result	(113)	(80)	(33)	41.8%

There was a worsening in the Financial Result, mainly due to:

- └ Increase in debt expenses, due to new issuances that occurred throughout 2024 (-R\$ 46 million);
- └ Expenses with new fundings (-R\$ 8 million);
- └ Increase in expenses due to the increase in the debt index (CDI), going from 2.62% in 1Q24 to 2.94% in 1Q25 (-R\$ 5 million);

Partially offset by:

- └ Gain in the mark-to-market effect, especially for the new funding, as a result of a reduction in the risk spread (+R\$ 15 million);
- └ Others (+R\$ 9 million).

Net Income

There was a decrease in **Net Income** due to lower revenue (AAR) caused by the application of the tariff review for the 2024-2025 cycle and the worsening in the financial result.

3.3.5) Economic-Financial Performance | IFRS

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	657	493	164	33.2%
Net Operating Revenue	604	422	182	43.1%
Net Operating Revenue (ex-rev. from infrastructure)	379	297	82	27.5%
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(85)	(81)	(4)	5.4%
Costs of Building the Infrastructure	(160)	(88)	(72)	82.2%
Equity Income	2	3	-1	-41.2%
EBITDA¹	360	256	104	40.6%
Depreciation and Amortization	(9)	(11)	2	-18.2%
Financial Income (Expense)	(113)	(81)	(32)	39.3%
<i>Financial Revenues</i>	12	14	(3)	-18.0%
<i>Financial Expenses</i>	(125)	(96)	(29)	30.7%
Income Before Taxes	238	163	74	45.3%
Income Tax / Social Contribution	(57)	(39)	(19)	47.5%
Net Income	180	125	56	44.6%

Note (1): EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization.



3.4) COMMERCIALIZATION AND SERVICES SEGMENTS

3.4.1) Economic-Financial Performance

Commercialization

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	739	550	189	34.3%
Net Operating Revenue	636	463	173	37.4%
Cost of Electric Power	(619)	(404)	(215)	53.3%
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(35)	(16)	(20)	125.1%
EBITDA¹	(18)	44	(62)	-
Depreciation and Amortization	(2)	(1)	(0)	1.8%
Financial Income (Expense)	(6)	(6)	(1)	10.4%
<i>Financial Revenues</i>	6	20	(13)	-67.5%
<i>Financial Expenses</i>	(12)	(25)	13	-50.2%
Income Before Taxes	(26)	37	(63)	-
Income Tax / Social Contribution	(3)	(7)	4	-54.4%
Net Income (loss)	(29)	29	(59)	-

Note: (1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization.

EBITDA was impacted by the lower margin and the delinquency (ADA) of some traders (counterparties in the market) that entered into judicial recovery.

Services

R\$ Million	1Q25	1Q24	Δ R\$	Δ %
Gross Operating Revenue	329	321	8	2.5%
Net Operating Revenue	302	296	7	2.3%
PMSO, Private Pension Fund and ADA	(229)	(212)	(17)	8.0%
EBITDA¹	73	83	(10)	-12.3%
Depreciation and Amortization	(15)	(15)	0	-0.9%
Financial Income (Expense)	0	5	(4)	-94.4%
<i>Financial Revenues</i>	3	6	(3)	-49.0%
<i>Financial Expenses</i>	(3)	(2)	(1)	65.8%
Income Before Taxes	59	73	(14)	-19.7%
Income Tax / Social Contribution	(12)	(19)	7	-35.3%
Net Income	46	54	(8)	-14.2%

Note: (1) EBITDA is calculated from the sum of net income, taxes, financial result and depreciation/amortization.



4) ATTACHMENTS

Company Profile and Corporate Structure

Company Operation

CPFL Energia operates in the Generation, Transmission, Distribution, Commercialization and Services segments.

CPFL is the largest distribution company in volume of energy sales, with 13% of the national market, serving approximately 10.7 million clients in 687 municipalities. With 4,254 MW of installed capacity, it is among the largest generators in the country, with 96% of its generation portfolio coming from renewable sources.

The group also has a relevant role in the transmission segment, with an installed capacity of 15.9 thousand MVA and more than 6,000 km of transmission lines. It also has a national operation through CPFL Soluções, providing integrated solutions in energy management and commercialization, energy efficiency, distributed generation, energy infrastructure and consulting services. To access the detailed Action Map, [click here](#).

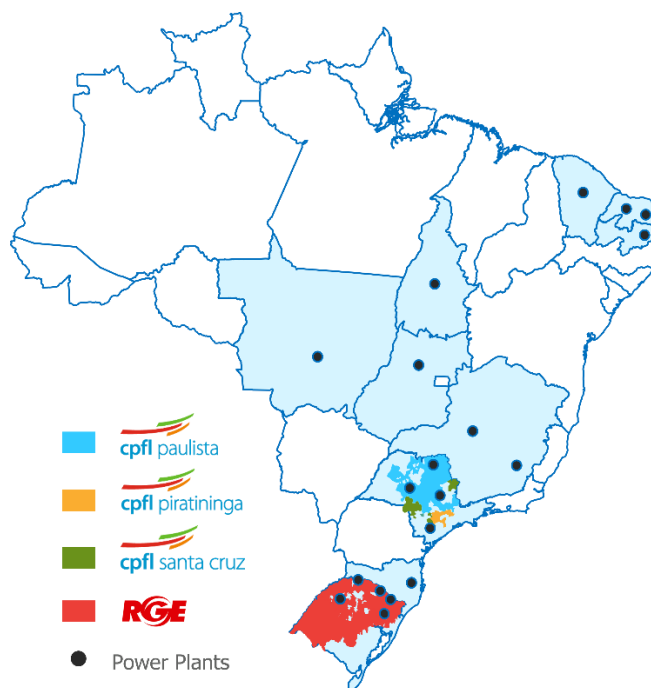
Growth Strategy

To learn about CPFL Energia's Strategic Planning and Competitive Advantages, visit the [IR website](#).

Shareholders Structure and Corporate Governance

CPFL Energia is a holding company that owns stake in other companies. State Grid Corporation of China (SGCC) controls CPFL Energia through its subsidiaries State Grid International Development Co. Ltd, State Grid International Development Limited (SGID), International Grid Holdings Limited, State Grid Brazil Power Participações S.A. (SGBP) and ESC Energia S.A.

The guidelines and set of documents relating to corporate governance are available on the [IR website](#).





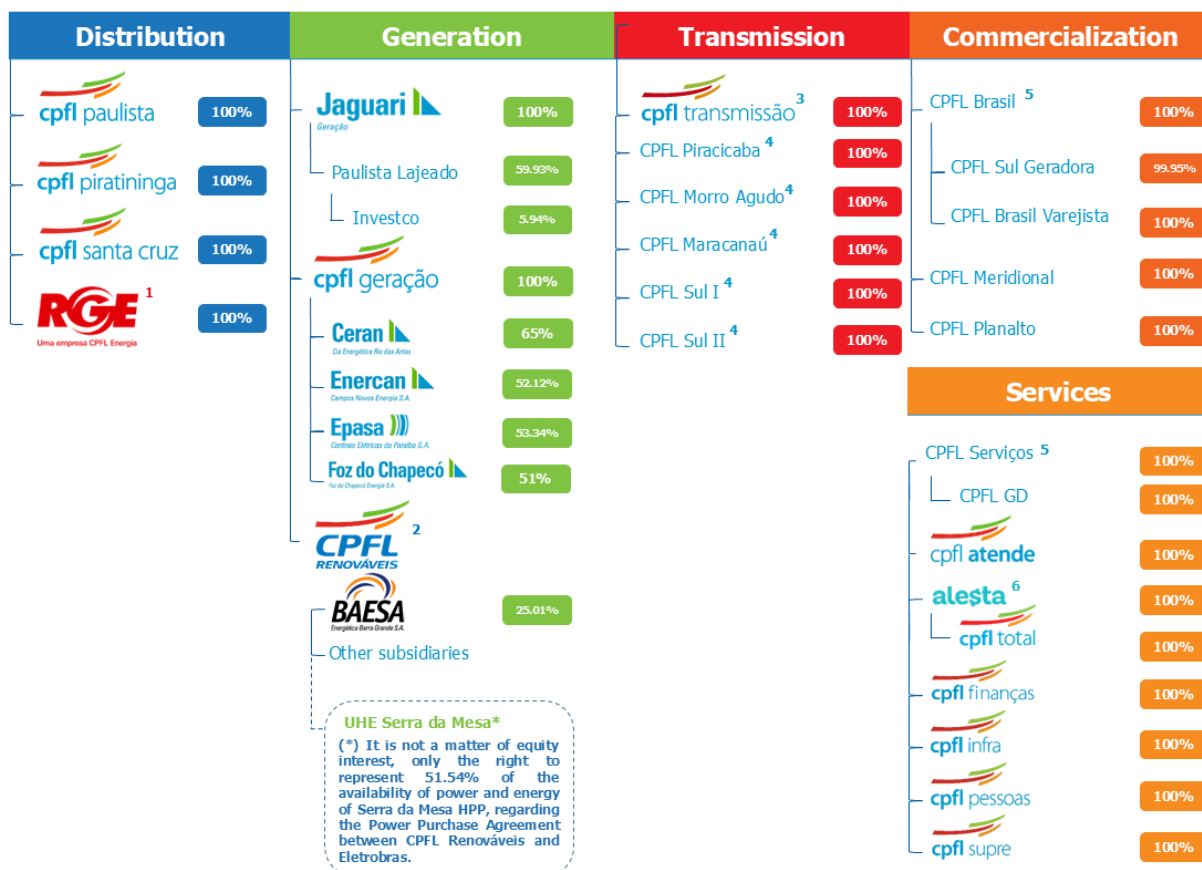
STATE GRID
CORPORATION OF CHINA

83.71%



Free Float

16.29%



Reference date: 04/30/2025

Notes:

- (1) RGE is controlled by CPFL Energia (89.0107%) and CPFL Brasil (10.9893%);
- (2) CPFL Renováveis is controlled by CPFL Energia (51.00%) and CPFL Geração (49.00%);
- (3) CPFL Transmissão is controlled by CPFL Brasil (100%);
- (4) CPFL Soluções = CPFL Brasil + CPFL Serviços;
- (5) Alesta is controlled by CPFL Energia (99.99%) and by CPFL Brasil (0.01%).

Dividend Policy

CPFL Energia's Dividend Distribution Policy establishes the guidelines, criteria and procedures for distributing dividends and interest on equity to the shareholders of the Company according to its cash generation, without compromising its growth and investment needs. The policy is available at the [IR website](#).



